

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

Нормы проектирования

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения.....	8
4	Обозначения и сокращения	14
5	Общие требования	17
6	Требования к исходным данным для проектирования	18
7	Классификация и состав НПС	19
	7.1 Классификация НПС	19
	7.2 Состав НПС с резервуарным парком	20
	7.3 Состав сооружений НПС без резервуарного парка	22
	7.4 НПС с линейной аварийно-эксплуатационной службой.....	25
	7.5 НПС с группой по эксплуатации ВЛ и средств ЭХЗ.....	25
	7.6 НПС с размещением линейной службы сети связи.....	25
8	Требования к технологическому проектированию и оборудованию НПС	25
	8.1 Технологическая схема НПС с резервуарным парком	25
	8.2 Технологическая схема НПС без резервуарного парка	26
	8.3 Общие требования к технологической схеме НПС	26
	8.4 Требования к выполнению технологических расчетов	27
	8.5 Требования к расчетам нестационарных процессов.....	28
	8.6 Требования к резервуарам и резервуарным паркам	28
	8.7 Требования к магистральным насосным агрегатам.....	30
	8.8 Требования к системе обратного охлаждения.....	31
	8.9 Требования к маслосистеме.....	32
	8.10 Требования к подпорным насосным агрегатам	33
	8.11 Требования к защите по давлению технологических трубопроводов и оборудования.....	35
	8.12 Требования по обеспечению очистки перекачиваемой нефти	37
	8.13 Требования к регулированию давления	38
	8.14 Требования к ССВД	40
	8.15 Требования к системе дренажа, сбора утечек и резервуарам-сборникам.....	41
	8.16 Требования к запорной арматуре и затворам обратным.....	44
	8.17 Требования к технологическим трубопроводам.....	50
	8.18 Требования к размещению опор под технологическое оборудование и трубопроводы.....	56
	8.19 Требования к установке термокарманов и патрубков для установки КИП и А.....	58
	8.20 Требования к проведению гидравлических испытаний	60
	8.21 Требования к СИКН.....	67
	8.22 Требования к системе взрывозащиты двигателя.....	67
	8.23 Требования к преобразователю частоты	68
9	Требования к архитектурно-строительному проектированию	69
	9.1 Требование к площадке НПС	69
	9.2 Требования к разработке генерального плана	69
	9.3 Общие требования к проектированию зданий и сооружений НПС	74
	9.4 Требования к архитектурно-строительному проектированию зданий и сооружений НПС	83
	9.5 Требования к основаниям и фундаментам	94
	9.6 Требования к устройству траншеи под трубопроводы НПС.....	98
	9.7 Требования к площадкам ППРБ.....	100
10	Защита трубопроводов, оборудования и резервуаров от коррозии.....	101
	10.1 Общие требования к защите от коррозии.....	101
	10.2 Защита от коррозии надземной части НПС.....	102
	10.3 Защита от коррозии подземной части НПС.....	102

11	Электрохимическая защита НПС от коррозии	103
12	Электроснабжение и электрооборудование НПС	106
	12.1 Требования к внешнему электроснабжению	106
	12.2 Закрытое распределительное устройство	109
	12.3 Комплектная трансформаторная подстанция	111
	12.4 Щит станций управления	112
	12.5 Требования к электроприемникам НПС	113
	12.6 Требования к аварийной дизельной электростанции	115
	12.7 Требования к устройствам гарантированного питания	116
	12.8 Кабельные и проводные линии	117
	12.9 Электроосвещение	121
	12.10 Молниезащита и заземление	122
13	Автоматизация и телемеханизация	124
14	Требования к видам связи	125
15	Требования к инженерным сетям	127
	15.1 Общие требования	127
16	Требования к системам водоснабжения и водоотведения	129
	16.1 Водоснабжение	129
	16.2 Наружные водопроводные сети	133
	16.3 Внутренние водопроводные сети	135
	16.4 Водоотведение и канализация	136
17	Требования к системам теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования	136
	17.1 Общие требования	141
	17.2 Требования к котельным	141
	17.3 Требования к топливным резервуарам при котельных и топливопроводам	142
	17.4 Требования к тепловым сетям	143
	17.5 Требования к системам отопления	144
	17.6 Вентиляция и кондиционирование	145
	17.7 Горячее водоснабжение	145
18	Требования к системам противопожарной защиты	148
19	Охрана окружающей среды	150
20	Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	156
	20.1 Общие требования	156
	20.2 Требования к составу текстовой части	157
	20.3 Требования к составу графической части	160
21	Охранные мероприятия и требования к инженерно-техническим средствам охраны НПС	160
	21.1 Общие требования к инженерно-техническим средствам охраны НПС	160
	21.2 Комплекс инженерных средств охраны	161
	21.3 Комплекс технических средств охраны	161
22	Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием	162
	22.1 Общие требования	162
	22.2 Решения по организации труда	163
	22.3 Количество рабочих мест и численность работающих	163
	22.4 Организация и оснащение рабочих мест	164
	22.5 Обслуживание производственного процесса	164
	22.6 Режимы труда и отдыха	164
	22.7 Охрана и условия труда работников	164
	22.8 Организация управления производством	165
	22.9 Повышение квалификации рабочих кадров	165
	22.10 Меры безопасности при технической эксплуатации НПС	166

23 Требования промышленной безопасности.....	166
24 Требования по энергоэффективности и энергосбережению НПС.....	167
Приложение А (обязательное) Противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов.....	169
Приложение Б (обязательное) Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений.....	172
Приложение В (обязательное) Требования к расстояниям между зданиями, сооружениями и строениями.....	175
Приложение Г (обязательное) Требования к сигнальным цветам и знакам безопасности.....	185
Приложение Д (рекомендуемое) Габаритные размеры помещений зданий и сооружений НПС.....	188
Приложение Е (обязательное) Расчет уставок токовых защит оборудования.....	191
Приложение Ж (обязательное) Расчет электрических нагрузок.....	195
Приложение И (обязательное) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования.....	196
Приложение К (обязательное) Категории основных электроприемников НПС по надежности электроснабжения.....	200
Приложение Л (обязательное) Классы взрывоопасных и пожароопасных зон, категории помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.....	205
Приложение М (обязательное) Принципиальные схемы опор под оборудование и технологические трубопроводы.....	207
Библиография.....	213

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает требования к проектированию новых нефтеперекачивающих станций, техническому перевооружению и реконструкции существующих нефтеперекачивающих станций действующих магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» номинальным диаметром до $DN\ 1200$ с рабочим давлением до 7,5 МПа.

1.2 Требования разделов 12, 13, 14 настоящего документа распространяются на нефтеперекачивающие станции с рабочим давлением до 10,0 МПа.

1.3 Требования настоящего документа не распространяются на нефтеперекачивающие станции для газонасыщенных нефтей, для особо высокосернистой нефти с массовой долей серы свыше 3,5 %, нефтеперекачивающие станции нефтепроводов с подогревом («горячих» нефтепроводов).

1.4 Требования настоящего документа являются обязательными для всех организаций и лиц, осуществляющих проектирование новых нефтеперекачивающих станций, техническое перевооружение и реконструкцию существующих нефтеперекачивающих станций, а также строительство, строительный контроль и эксплуатацию нефтеперекачивающих станций на объектах системы «Транснефть».

2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.395-80 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.044-80 Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12139-84 Машины электрические вращающиеся. Ряды номинальных мощностей, напряжений и частот

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 17398-72 Насосы. Термины и определения

ГОСТ 18124-2012 Листы хризотилцементные плоские. Технические условия

ГОСТ 19281-89 Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 25820-2000 Бетоны легкие. Технические условия

ГОСТ 26633-91 Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия

ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

ГОСТ 31441.1-2011 Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р 12.3.047-98 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

ГОСТ Р 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 21.1001-2009 Система проектной документации для строительства. Общие положения

ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации

ГОСТ Р 22.0.06-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники природных чрезвычайных ситуаций. Поражающие факторы. Номенклатура параметров поражающих воздействий

ГОСТ Р 22.0.10-96 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Правила нанесения на карты обстановки о чрезвычайных ситуациях. Условные обозначения

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 51330.5-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения

ГОСТ Р 51330.9-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ Р 51330.11-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам

ГОСТ Р 52720-2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ Р 53315-2009 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 54257-2010 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования

ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

СП 1.1.1058-01 Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий

СП 1.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы

СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- СП 2.13130.2012 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты
- СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности
- СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям
- СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования
- СП 6.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности
- СП 7.13130.2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования
- СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности
- СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности
- СП 12.13130-2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
- СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах
- СП 16.13330.2011 Стальные конструкции
- СП 17.13330.2011 Кровли
- СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий
- СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия
- СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений
- СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты
- СП 26.13330.2012 Фундаменты машин с динамическими нагрузками
- СП 30.13330.2012 Внутренний водопровод и канализация зданий
- СП 31.13330.2012 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения
- СП 43.13330.2012 Сооружения промышленных предприятий
- СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания
- СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства
- СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
- СП 56.13330.2011 Производственные здания
- СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- СП 63.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения
- СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76
- СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения
- СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*
- СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
- СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
- СНиП 2.01.51-90 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны
- СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений
- СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах
- СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения
- СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
- СНиП 2.06.15-85 Инженерная защита территории от затопления и подтопления
- СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты
 СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции
 СНиП 3.05.04-85* Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации
 СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
 СНиП 3.05.07-85 Система автоматизации
 СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий
 СНиП 22-02-2003 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения
 СНиП 23-01-99* Строительная климатология
 СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение
 СНиП 31-04-2001 Складские здания
 СНиП 31-05-2003 Общественные здания административного назначения
 СНиП 31-06-2009 Общественные здания и сооружения
 СНиП II-11-77* Защитные сооружения гражданской обороны
 СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах
 СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения
 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
 СанПиН 2.2.2.540-96 Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ
 СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ
 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях
 НПБ 101-95 Нормы проектирования объектов пожарной охраны
 НПБ 160-97 Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования
 ПБ 03-584-03 Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных
 ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
 ПБ 10-382-00 Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов
 ГН 2.2.5.1313-03 Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
 ПОТ Р М-013-2000 Межотраслевые правила по охране труда при химической чистке, стирке
 Правила устройства электроустановок. (ПУЭ) Издания шестое и седьмое
 РД 03-19-2007 Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору
 РД 03-20-2007 Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих, организаций поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору
 РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
 РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
 РД-01.075.00-КТН-052-11 Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

РД-01.080.01-КТН-196-10 Условные обозначения для генеральных планов объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

РД-03.100.30-КТН-111-11 Обучение персонала организаций системы «Транснефть». Планирование и организация

РД-13.020.00-КТН-384-09 Методика экологического мониторинга для контроля за загрязнением в зонах влияния нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), НПС и ПС

РД-13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте

РД-13.100.00-КТН-306-09 Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте

РД-13.110.00-КТН-319-09 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов

РД-13.220.00-КТН-014-10 Нормы проектирования систем пенного пожаротушения и водяного охлаждения объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

РД-13.220.00-КТН-018-12 Пожарная охрана объектов организаций системы «Транснефть»

РД-13.220.00-КТН-211-12 Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»

РД-13.220.10-КТН-039-13 Табель технического оснащения пожарной техникой и оборудованием объектов организаций системы «Транснефть»

РД-13.310.00-КТН-026-09 Руководство по организации охраны объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

РД-13.310.00-КТН-072-12 Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы. Комплексы инженерно-технических средств охраны объектов. Требования к оборудованию и организации эксплуатации

РД-23.020.00-КТН-184-10 Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов

РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов

РД-23.040.01-КТН-149-10 Правила антикоррозионной защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных нефтепроводов

РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов

РД-29.160.30-КТН-267-10 Методика обоснования применения устройств регулирования пускового тока высоковольтных двигателей насосных агрегатов

РД-33.040.99-КТН-002-11 Нормы проектирования вдольтрассовых ВЛ 6-10 кВ

РД-35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения

РД-75.180.01-КТН-027-11 Методика расчета установки опор на технологических и магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах

РД-91.010.30-КТН-273-10 Технические требования к проектной и рабочей документации для строительства, технического перевооружения, реконструкции, капитального ремонта, ликвидации и консервации объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

РД-91.020.00-КТН-021-11 Нормы проектирования молниезащиты объектов магистральных нефтепроводов и коммуникаций дочерних акционерных обществ ОАО «АК «Транснефть»

РД-91.020.00-КТН-042-12 Инженерные изыскания для строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

РД-91.020.00-КТН-234-10 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

РД-91.020.00-КТН-259-10 Нормы и правила проектирования заземляющих устройств объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы ОАО «АК «Транснефть»

РД «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования»

ОТТ-07.00-74.20.55-КТН-002-1-05 Очистные сооружения на объектах ОАО «АК «Транснефть». Нормы технологического проектирования

ОТТ-13.020.00-КТН-046-09 Магистральный нефтепровод. Лаборатории эколого-аналитического контроля. Общие технические требования

ОТТ-13.310.00-КТН-155-10 Система охранная телевизионная. Видеорегистраторы, видеокамеры, поворотные устройства, коробки коммутационно-распределительные телевизионные. Общие технические требования

ОТТ-13.310.00-КТН-157-10 Система охранной сигнализации. Охранные извещатели, устройства сбора и обработки информации, пульты контроля и управления, шкафы и коробки коммутационно-распределительные. Общие технические требования

ОТТ-13.310.00-КТН-158-10 Системы тревожно-вызывной сигнализации. Приборы вызова. Общие технические требования

ОТТ-13.310.00-КТН-159-10 Система контроля и управления доступом. Контроллеры, считыватели, идентификационные карточки, ключи, устройства преграждающие управляемые, приборы управления проездом. Общие технические требования

ОТТ-13.310.00-КТН-160-10 Интегрированные системы безопасности. Программно-аппаратные средства. Общие технические требования

ОТТ-13.310.00-КТН-161-10 Сейсмические системы обнаружения. Программно-технические средства. Общие технические требования

ОТТ-17.020.00-КТН-253-10 Магистральный нефтепровод. Контрольно-измерительные приборы. Общие технические требования

ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования

ОТТ-23.040.00-КТН-190-10 Магистральный нефтепровод. Соединительные детали

ОТТ-23.040.00-КТН-050-11 Трубы диаметром от 159 до 530 мм для магистральных и технологических нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Общие технические требования

ОТТ-23.040.00-КТН-051-11 Трубы нефтепроводные большого диаметра. Общие технические требования

ОТТ-23.060.30-КТН-048-10 Краны шаровые для магистральных нефтепроводов. Общие технические требования

ОТТ-23.060.30-КТН-246-08 Задвижки шиберные для магистральных нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций ОАО «АК «Транснефть»

ОТТ-23.080.00-КТН-049-10 Насосы нефтяные магистральные и агрегаты электронасосные на их основе

ОТТ-23.080.00-КТН-050-10 Насосы подпорные горизонтальные и агрегаты электронасосные на их основе

ОТТ-23.080.00-КТН-136-09 Магистральный нефтепровод. Насосы нефтяные подпорные вертикальные и агрегаты электронасосные на их основе. Общие технические требования

ОТТ-23.080.00-КТН-138-09 Электронасосные агрегаты откачки утечек нефти из емкостей сбора на НПС. Общие технические требования

ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 Технические решения по приварке к нефтепроводу и нефтепродуктопроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, бобышек и термокарманов, катодных выводов для монтажа кабелей ЭХЗ. Общие технические требования

ОТТ-25.220.01-КТН-189-10 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие сварных стыков трубопроводов. Общие технические требования

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

ОТТ-25.220.01-КТН-215-10 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Наружное антикоррозионное покрытие труб, соединительных деталей и механо-технологического оборудования. Общие технические требования

ОТТ-33.040.00-КТН-226-09 Магистральный нефтепровод. Требования к сетям связи на базе волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Общие технические требования

ОТТ-35.240.00-КТН-010-12 АСУ ТП и ПТС Компании. Информационная безопасность. Общие технические требования

ОТТ-35.240.00-КТН-124-11 Типовые требования к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) нефтеперекачивающих станций

ОТТ-75.180.00-КТН-164-10 Задвижки клиновые для магистральных нефтепроводов

ОТТ-75.180.00-КТН-177-10 Арматура регулирующая для магистральных нефтепроводов. Общие технические требования

ОТТ-75.180.00-КТН-179-10 Фильтры-грязеуловители. Общие технические требования

ОТТ-75.180.00-КТН-352-09 Затворы обратные для магистральных нефтепроводов

ОТТ-75.180.30-КТН-270-08 Магистральный трубопроводный транспорт. Комплексные метрологические лаборатории. Общие технические требования

ОТТ-75.200.00-КТН-169-08 Датчики температуры и термокарманы (гильзы защитные), устанавливаемые на НПС

ОТЗ-35.240.00-КТН-022-10 Техническое задание на единую систему диспетчерского контроля и управления (СДКУ)

ТПР-35.240.00-КТН-145-11 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) нефтеперекачивающих станций. Типовые проектные решения

ТПР-35.240.50-КТН-164-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Типовые проектные и технические решения

ТПР-75.180.30-КТН-277-09 Системы измерений количества и показателей качества нефти. Типовые проектные решения

ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение

ОР-03.100.50-КТН-005-13 Технологическое управление и контроль за работой магистральных нефтепроводов

ОР-03.100.50-КТН-070-11 Порядок взаимодействия Заказчика (Инвестора) и Генерального проектировщика при выдаче заданий на проектирование, разработке проектной и рабочей документации, проведении внутренних и внешних экспертиз по инвестиционным проектам ОАО «АК «Транснефть»

ОР-03.100.50-КТН-110-12 Порядок формирования плана ПИР, выдачи заданий на проектирование, разработки и экспертизы проектной документации для строительства, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов организаций системы «Транснефть»

ОР-03.120.20-КТН-083-12 Реестр основных видов продукции. Формирование и ведение. Организация экспертизы технической документации производителей продукции, закупаемой организациями системы «Транснефть»

ОР-03.180.00-КТН-003-12 Порядок организации обучения и проверки знаний работников организаций системы «Транснефть» по вопросам промышленной, пожарной безопасности и охраны труда

ОР-23.020.00-КТН-256-07 Регламент расчета емкости (полезной) для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки

ОР-35.240.00-КТН-099-07 Регламент организации работ по защите информации при разработке, внедрении и эксплуатации информационных систем, информационно-

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

телекоммуникационных сетей и автоматизированных систем предприятий группы «Транснефть»

ОР-91.010.30-КТН-116-12 Типовые требования к разработке и содержанию раздела «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» проектной документации на объекты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы «Транснефть»

ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть».

Примечание – При пользовании настоящим нормативным документом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **агрегат электронасосный полупогружной:** Насосный агрегат с погружным насосом, двигатель которого расположен над поверхностью жидкой среды.

3.2 **арматура запорная:** Промышленная трубопроводная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

3.3 **арматура трубопроводная:** Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования) потоком рабочей среды (жидких, газообразных, газожидкостных) путем изменения площади проходного сечения.

3.4 **блок системы сглаживания волн давления:** Сооружение, оснащенное комплексом технических устройств, обеспечивающее защиту магистральных нефтепроводов и промежуточных нефтеперекачивающих станций от перегрузок по давлению при аварийной остановке одного или нескольких насосных агрегатов.

3.5 **вязкость нефти проектная:** Вязкость нефти, определяемая при расчетной температуре нефти.

3.6 **гидрант пожарный:** Устройство для отбора воды из водопроводной сети для тушения пожара.

3.7 **грунт просадочный:** Пылевато-глинистые разновидности дисперсных осадочных грунтов, дающие при замачивании при постоянной внешней нагрузке или нагрузки от собственного веса грунта дополнительные деформации-просадки с величиной относительной деформации просадочности более 0,01.

3.8 **грунт пучинистый:** Дисперсный грунт, который при переходе из талого в мерзлое состояние увеличивается в объеме вследствие образования кристаллов льда и имеет относительную деформацию морозного пучения не менее 0,01.

3.9 **давление насоса предельное:** Максимальное давление на выходе из насоса, на которое рассчитана конструкция насоса.

3.10 **давление рабочее:** Наибольшее избыточное давление секции нефтепровода из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки.

3.11 **давление рабочее допустимое на входе НПС:** Давление в нефтепроводе на входе НПС, принимаемое минимальным из двух значений:

- 80 % от испытательного давления секции на прочность (для участков категорий I – II и III – IV), 66,7 % от испытательного давления секции на прочность (для участков категории «В»);

- несущая способность секции нефтепровода.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

3.12 давление рабочее на входе НПС: Наибольшее избыточное давление в нефтепроводе на входе НПС из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки.

Примечание: Давление рабочее на входе НПС не может быть выше проходящего давления на входе НПС и быть ниже минимального рабочего давления на входе МНС (с учётом разности высотных отметок).

3.13 давление рабочее минимальное на входе МНС: Наименьшее избыточное давление в нефтепроводе на входе магистральной насосной станции, устанавливаемое исходя из условия обеспечения кавитационного запаса магистральных насосов.

Примечание: Величина кавитационного запаса магистральных насосов должна приниматься для расходов, соответствующих максимальной расчетной пропускной способности нефтепровода для рассматриваемого этапа развития.

3.14 давление рабочее допустимое на выходе МНС: Давление в нефтепроводе в точке до регулятора давления (при его наличии) на выходе магистральной насосной станции, принимаемое минимальным из двух значений:

- 80 % от испытательного давления секции на прочность (для участков категорий I – II и III – IV), 66,7 % от испытательного давления секции на прочность (для участков категории «В»);

- несущая способность секции нефтепровода.

Примечание: Давление в коллекторе МНС от входа первого насосного агрегата до узла регулирования давления (включая узел РД), принимается равным 7,5 МПа при наличии узла РД и соответствующее рабочему допустимому давлению на выходе НПС при отсутствии узла РД на выходе НПС.

3.15 давление рабочее допустимое на выходе НПС: Давление в нефтепроводе в точке после регулятора давления (при его наличии) на выходе магистральной насосной станции, определенного в соответствии с РД-23.040.00-КТН-265-10.

3.16 давление рабочее на выходе МНС: Избыточное давление в нефтепроводе в точке до регулятора давления (при его наличии) на выходе магистральной насосной станции для проектного режима перекачки, обеспечивающего расчетную пропускную способность нефтепровода для рассматриваемого этапа развития.

Примечание: Давление рабочее на выходе МНС не может превышать допустимого рабочего давления на выходе МНС.

3.17 давление рабочее на выходе НПС: Избыточное давление в нефтепроводе в точке после регулятора давления (при его наличии) на выходе магистральной насосной станции для проектного режима перекачки, обеспечивающего расчетную пропускную способность нефтепровода для рассматриваемого этапа развития.

Примечание: Давление рабочее на выходе НПС не может превышать допустимого рабочего давления на выходе НПС.

3.18 давление рабочее допустимое секции нефтепровода: Давление для каждой секции нефтепровода, принимаемое минимальным из двух значений:

- 80 % от испытательного давления секции на прочность (для участков категорий I – II и III – IV), 66,7 % от испытательного давления секции на прочность (для участков категории «В»);

- несущая способность секции нефтепровода.

3.19 давление рабочее допустимое секции нефтепровода в переходных (нестационарных) процессах: Давление для каждой секции нефтепровода, принимаемое минимальным из двух значений:

- испытательное давление секции нефтепровода на прочность для участков категории III или IV, 88 % от испытательного давления секции на прочность для участков категории I или II, 73 % от испытательного давления секции на прочность для участков категории «В»;

- 110 % от несущей способности секции нефтепровода.

3.20 давление проходящее на входе НПС: Давление на линейной части нефтепровода в точке подключения промежуточной НПС при ее отключении для всех этапов развития данного участка нефтепровода.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Примечание: Давление проходящее на входе НПС не может превышать допустимого рабочего давления на входе НПС.

3.21 датчик температуры: Техническое средство измерения с нормированными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования температуры измеряемой среды в другую величину или измерительный сигнал, удобный для последующей обработки, вывода информации на показывающие приборы или передачи по системе связи.

3.22 диаметр номинальный: Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры (по ГОСТ Р 52720-2007).

Примечание – Номинальный диаметр приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого трубопровода, выраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

3.23 документация проектная: Совокупность текстовых и графических проектных документов, определяющих архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения, состав которых необходим для оценки соответствия принятых решений заданию на проектирование, требованиям законодательства, нормативным правовым актам, документам в области стандартизации и достаточен для разработки рабочей документации для строительства (по ГОСТ Р 21.1001).

3.24 документация рабочая: Совокупность текстовых и графических документов, обеспечивающих реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта капитального строительства, необходимых для производства строительных и монтажных работ, обеспечения строительства оборудованием, изделиями и материалами и/или изготовления строительных изделий (по ГОСТ Р 21.1001).

3.25 задвижка между ПНС и МНС: Задвижка, установленная на технологическом трубопроводе между ПНС и МНС, обеспечивающая отсечение ПНС от МНС (МНС от ПНС) по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка между ПНС и МНС может совмещаться с задвижкой на выходе ПНС, может совмещаться с задвижкой на входе МНС.

3.26 задвижка между ПНС и РП: Задвижка, установленная в приёмном коллекторе ПНС, обеспечивающая отсечение ПНС от РП по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка между ПНС и РП может совмещаться с задвижкой на входе ПНС.

3.27 задвижка на входе в РП: Задвижка, установленная в приёмном коллекторе РП, обеспечивающая отсечение входа РП от остальных технологических трубопроводов НПС по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка подключения ССВД к трубопроводам НПС, задвижка на линии приёма в резервуары аварийного сброса не являются задвижками на входе в РП.

3.28 задвижка на входе МНА: Задвижка, установленная в приёмном трубопроводе МНА, определяющая схему подключения МНА к технологическим трубопроводам НПС, обеспечивающая отсечение МНА (МНС) по агрегатным или общестанционным защитам.

3.29 задвижка на входе МНС: Задвижка, установленная в приёмном коллекторе МНС, обеспечивающая отсечение входа МНС от остальных технологических трубопроводов НПС по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка на входе МНС может не устанавливаться, может совмещаться с задвижкой между ПНС и МНС, может совмещаться с задвижкой на выходе ПНС.

3.30 задвижка на входе ПНА: Задвижка, установленная в приёмном трубопроводе ПНА, определяющая схему подключения ПНА к технологическим трубопроводам НПС, обеспечивающая отсечение ПНА (ПНС) по агрегатным или общестанционным защитам.

3.31 задвижка на входе ПНС: Задвижка, установленная в приёмном коллекторе ПНС, обеспечивающая отсечение входа ПНС от остальных технологических трубопроводов НПС по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка на входе ПНС может совмещаться с задвижкой между ПНС и РП.

3.32 задвижка на входе НПС: Задвижка, установленная на узле подключения станции, либо в приёмном коллекторе НПС до узла ФГУ, обеспечивающая отсечение входа НПС от линейной части МН по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка подключения объекта нефтедобычи не является задвижкой на входе НПС.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

3.33 задвижка на входе ССВД: Задвижка, установленная на байпасе приёмной линии НПС после ФГУ, а также задвижка, установленная до исполнительного органа ССВД, отключающая клапан ССВД, обеспечивающая отсечение приёмной линии НПС от ёмкости сброса ССВД.

3.34 задвижка на выходе МНА: Задвижка, установленная в выкидном трубопроводе МНА, определяющая схему подключения МНА к технологическим трубопроводам НПС, обеспечивающая отсечение МНА (МНС) по агрегатным или общестанционным защитам.

3.35 задвижка на выходе МНС: Задвижка, установленная в выкидном коллекторе МНС, обеспечивающая отсечение выхода МНС от остальных технологических трубопроводов НПС по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка на выходе МНС может не устанавливаться, может совмещаться с задвижкой на выходе НПС.

3.36 задвижка на выходе ПНА: Задвижка, установленная в выкидном трубопроводе ПНА, определяющая схему подключения ПНА к технологическим трубопроводам НПС, обеспечивающая отсечение ПНА (ПНС) по агрегатным или общестанционным защитам.

3.37 задвижка на выходе ПНС: Задвижка, установленная в выкидном коллекторе ПНС, обеспечивающая отсечение выхода ПНС от остальных технологических трубопроводов НПС по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка на выходе ПНС может совмещаться с задвижкой между ПНС и МНС, может совмещаться с задвижкой на входе МНС.

3.38 задвижка на выходе НПС: Задвижка, установленная на узле подключения станции, либо в выкидном коллекторе МНС после узла РД, обеспечивающая отсечение выхода НПС от линейной части МН по общестанционным защитам.

Примечание: Задвижка подключения объекта нефтепереработки не является задвижкой на выходе НПС.

3.39 запас кавитационный: Минимально необходимый для нормальной работы насоса на входе в него, избыток давления над упругостью паров рабочей жидкости при заданной температуре.

3.40 инженерные изыскания: Вид строительной деятельности, обеспечивающий комплексное изучение природных и техногенных условий территории (трассы, площадки) объектов строительства, составление прогнозов взаимодействия этих объектов с окружающей средой, обоснование их инженерной защиты и безопасных условий жизни населения.

3.41 коэффициент неравномерности перекачки: Коэффициент, показывающий, во сколько раз расчетная пропускная способность превышает проектную пропускную способность.

3.42 лупинг: Трубопровод, проложенный параллельно основному нефтепроводу и соединённый с ним для увеличения его пропускной способности.

3.43 нестационарный режим работы магистрального нефтепровода: Режим, возникающий при технологических переключениях в процессе перекачки нефти (пуск/останов нефтепровода, включение/отключение магистрального насоса, включение/отключение НПС, полное или частичное открытие/закрытие задвижки, переключение резервуаров, начало или прекращение приема/сдачи нефти), в результате которого происходит изменение параметров протекания гидравлического процесса (изменение расхода нефти, давления в МН).

3.44 нефтепровод горячий: Нефтепровод, требующий повышения температуры перекачиваемой нефти для обеспечения запаса по температуре застывания нефти, в том числе по условиям его остановки.

3.45 нефтепровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, состоящий из нефтепроводов и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, а также других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти, соответствующей требованиям

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

действующего законодательства Российской Федерации, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

3.46 объем резервуара по строительному номиналу: Объем, равный произведению площади днища на высоту стенки резервуара (по ОР-23.020.00-КТН-256-07).

3.47 парк резервуарный: Комплекс взаимосвязанных резервуаров и другого технологического оборудования, с помощью которого осуществляется выполнение технологических операций приема, накопления, измерения объема и откачки нефти.

3.48 плотность нефти проектная: Плотность нефти, определяемая при расчетной температуре нефти.

3.49 подпорная насосная: Сооружение на нефтеперекачивающей станции, включающее подпорные насосные агрегаты и комплекс другого технологического оборудования, с помощью которого осуществляется подача нефти из резервуарного парка на вход магистральных насосных агрегатов с давлением, обеспечивающим их работу вне зоны кавитации.

3.50 пожарный пеноподъемник: Пожарный автомобиль, оборудованный стационарной механизированной поворотной коленчатой или телескопической подъемной стрелой с пеногенераторами (мониторами) и предназначенный для доставки личного состава, огнетушащих веществ, пожарно-технического оборудования к месту пожара и проведения действий по тушению пожаров пеной на высоте.

3.51 проектирование: Деятельность, связанная с выполнением инженерных изысканий, разработкой проектной и рабочей документации, предназначенных для осуществления строительства новых, технического перевооружения и реконструкции действующих объектов МН.

3.52 резервуар: Сооружение, емкость, расположенная горизонтально или вертикально, предназначенная для приема, накопления, измерения объема и сдачи жидкости.

3.53 резерв горячий: Резервный агрегат, готовый к немедленному пуску.

3.54 резерв холодный: Резервный агрегат, для пуска которого требуется проведение подготовительных операций (не готовый к немедленному пуску).

3.55 реконструкция: Изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов (по Градостроительному кодексу Российской Федерации [1]).

3.56 свойства нефти проектные: Свойства нефти, определяемые на основании теплогидравлических расчетов по всему технологическому участку МН исходя из свойств транспортируемой нефти нефтедобывающих предприятий, а также нефти поступающей из резервуарных парков для минимальной и максимальной среднемесячной температуры грунта на глубине оси трубопровода.

3.57 система измерений количества и показателей качества нефти: Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и других показателей нефти и продуктов ее переработки.

3.58 способность пропускная нефтепровода проектная: Заданный объем нефти, который должен пропустить нефтепровод в течение годового фонда времени при проектных параметрах перекачиваемой нефти (вязкость, плотность).

3.59 способность пропускная нефтепровода расчетная: Максимальный расчетный объем нефти, который может пропустить нефтепровод в единицу времени при проектных параметрах нефти (вязкость, плотность).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

3.60 способность секции трубопровода несущая: Максимально допустимое избыточное давление в секции трубопровода, определенное расчётом при номинальной толщине стенки.

3.61 станция насосная головная: Нефтеперекачивающая станция с резервуарным парком, расположенная непосредственно в начале магистрального нефтепровода, осуществляющая прием нефти от предыдущего технологического участка, и/или от поставщиков, ее накопление, учёт и транспортирование по магистральному нефтепроводу и имеющая технологическую схему, позволяющую работать только по схеме «через ёмкость» или «с подключенной ёмкостью».

3.62 станция насосная магистральная: Сооружение на нефтеперекачивающей станции, включающее магистральные насосные агрегаты и комплекс другого технологического оборудования, с помощью которого осуществляется повышение давления в магистральном нефтепроводе.

3.63 станция насосная промежуточная: Нефтеперекачивающая станция без резервуарного парка, предназначенная для поддержания необходимого режима транспорта нефти по магистральному нефтепроводу и имеющая технологическую схему, позволяющую работать только по схеме «из насоса в насос».

3.64 станция насосная промежуточная с ёмкостью: Нефтеперекачивающая станция с резервуарным парком, предназначенная для поддержания необходимого режима транспорта нефти по магистральному нефтепроводу и имеющая технологическую схему, позволяющую работать по схеме «через ёмкость» или «с подключенной ёмкостью».

Примечание – Промежуточная НПС с ёмкостью может использоваться для приёма нефти от предыдущего технологического участка, и/или от поставщиков, ее накопления, учёта и транспортировки по магистральному трубопроводу.

3.65 станция нефтеперекачивающая: Объект магистрального нефтепровода, включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

3.66 схема перекачки нефти из насоса в насос: Схема перекачки нефти, при которой необходимое давление для безкавитационной работы на входе насосов промежуточных НПС обеспечивается за счет остаточного давления, развиваемого предыдущей НПС.

3.67 схема перекачки нефти с подключённым резервуаром: Схема перекачки нефти, при которой приём и откачка нефти производится через один и тот же резервуар или группу резервуаров.

3.68 схема перекачки нефти через резервуар: Схема перекачки нефти, при которой приём нефти производится в одну группу резервуаров, откачка нефти ведётся из другой группы резервуаров.

3.69 температура нефти расчетная: Минимальная температура нефти, определяемая по среднемесячной температуре грунта на глубине оси трубопровода.

3.70 термокарман (гильза защитная): Конструкция, устанавливаемая в трубопровод, предназначенная для монтажа в неё датчиков температуры, обеспечивающая защиту чувствительного элемента датчика от негативного воздействия измеряемой среды (избыточное давление, химические воздействия, механические воздействия) и передачу температуры измеряемой среды к чувствительному элементу датчика. Конструктивное исполнение и способ монтажа термокармана должны обеспечивать замену устанавливаемых в них датчиков температуры без разгерметизации трубопровода и демонтажа термокармана.

3.71 технический заказчик (заказчик): Организация системы «Транснефть», осуществляющая от имени и за счет Инвестора на основании агентского договора и доверенности организационно-технические мероприятия по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному ремонту объектов трубопроводного транспорта нефти и иных объектов капитального строительства, путем заключения, исполнения договоров (контрактов) на выполнение проектно-изыскательских, строительного-

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

монтажных работ, договоров поставки материально-технических ресурсов и иных необходимых сделок.

3.72 точка трубопровода перевальная: Наиболее высокая, в трубопроводе точка, давление в которой равно или меньше давления насыщения нефти, находящаяся на водоразделе горного хребта или возвышенности между соседними участками трубопровода, проходящими по соседним низменным ландшафтам.

3.73 трубопровод байпасный (байпас): Трубопровод с запорно-регулирующей арматурой, соединяющий вход и выход технологической установки (сооружения), и предназначенный для направления всего или части потока нефти в обход этой установки, в том числе для исключения ее из работы при обслуживании или в случае отказа.

3.74 трубопроводы вспомогательные: Технологические трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти; сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления; обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны; откачки из емкостей сбора утечек.

3.75 трубопроводы приемные: Трубопроводы, по которым обеспечивается подача нефти к входным патрубкам насосов.

3.76 трубопроводы технологические: Внутриплощадочные нефтепроводы, между точками врезки в магистральный нефтепровод на входе и выходе нефтеперекачивающих станций, перевалочных терминалов, приёмо-сдаточных пунктов, включая входную и выходную арматуру, трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти; сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления; обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны; откачки из емкостей сбора утечек; сливо-наливных эстакад; опорожнения стендеров морских терминалов, системы улавливания легких фракций.

3.77 участок технологический: Участок магистрального нефтепровода от одной нефтеперекачивающей станции с резервуарным парком до следующей по потоку станции с резервуарным парком или до конечного пункта, для которого предусмотрен технологический режим перекачки нефти.

3.78 фундамент кессонный (кессонная часть здания): Фундамент, выполненный в виде бетонного монолитного короба или герметичной стальной внутренней коробки, с усиленной гидроизоляцией, что предотвращает поступление в него грунтовых вод.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

АБ - аккумуляторная батарея;

АВГ - аппарат воздушный горизонтальный;

АВО - аппарат воздушного охлаждения;

АВР - автоматическое включение резерва;

АЗС - автозаправочная станция;

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АВБ - аварийно-восстановительная бригада;

АПП - аварийно-профилактическая группа;

АПС - автоматический пункт секционирования;

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АСТВ - автоматическая система тушения пожаров высокократной пеной;

АСТУЭ - автоматизированная система технического учета электроэнергии;

БДР - блок диодно-резисторный;

БИК - блок измерений показателей качества нефти;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

БИЛ - блок измерительных линий;
 БК - блок-контейнер;
 БПИ - блок пластин индикаторов скорости коррозии;
 БПК - биологическое потребление кислорода;
 ВЛ - воздушная линия (электропередачи);
 ГО - гражданская оборона;
 ГПА - гидропневматический аккумулятор;
 ДЭС - дизельная электростанция;
 ДЭМ - дежурный электромонтер;
 ЕП - емкость подземная;
 ЖБР - железобетонный резервуар;
 ЗРУ - закрытое распределительное устройство;
 ЗСО - зона санитарной охраны;
 ЗС - защитное сооружение;
 ЗУ - заземляющее устройство;
 ИБП - источник бесперебойного питания;
 ИБПА - источник бесперебойного питания для систем автоматики и связи;
 ИБПС - источник бесперебойного питания для силового оборудования;
 ИВКЭ - информационно вычислительный комплекс электроустановки;
 ИСО - инженерные средства охраны;
 ПМ ГОЧС - перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
 ИТСО - инженерно-технические средства охраны;
 К.З. - короткое замыкание;
 КЗУ - комплексное заземляющее устройство;
 КИП - контрольно-измерительный пункт;
 КИП и А - контрольно-измерительные приборы и автоматика;
 КМ - конструкции металлические;
 КПД - коэффициент полезного действия;
 КПП - контрольно-пропускной пункт;
 КТП - комплектная трансформаторная подстанция;
 КТСО - комплекс технических средств охраны;
 КШ - клеммный шкаф;
 ЛВС - локальная вычислительная сеть;
 ЛВЖ - легковоспламеняющиеся жидкости;
 ЛКМ - лакокрасочный материал;
 ЛРН - ликвидация разливов нефти;
 ЛС - линейная служба;
 ЛАЭС - линейная аварийно-эксплуатационная служба;
 ЛЧ - линейная часть;
 МВД - Министерство внутренних дел;
 МДП - местный диспетчерский пункт;
 МИЛ - монтажная испытательная лаборатория;
 МН - магистральный нефтепровод;
 МНА - магистральный насосный агрегат;
 МНС - магистральная насосная станция;
 МПСА - микропроцессорная система автоматизации;
 МСЭ - медно-сульфатный электрод сравнения;
 МТО - материально-техническое обеспечение;
 МЧС России - Министерство по чрезвычайным ситуациям Российской Федерации;
 НДС - нормативно-допустимый сброс;
 НКУ - низковольтное комплектное устройство;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

НПС - нефтеперекачивающая станция;
 ОГЭ - отдел главного энергетика;
 ОРУ - открытое распределительное устройство;
 ОСТ - организация системы «Транснефть»;
 ПВП - полоса воздушных подходов;
 ПВХ - поливинилхлорид;
 ПГА - протяженные гибкие аноды;
 ПГС - песчано-гравийная смесь;
 ПДК - предельно допустимая концентрация;
 ПИР – проектно-изыскательские работы;
 ПНА - подпорный насосный агрегат;
 ПНС - подпорная насосная станция;
 ППРБ - площадки приема ремонтных бригад;
 ПРП - приёмо-раздаточный патрубок;
 ПСП - приемосдаточный пункт;
 ПТ - пожаротушение;
 ПЧ - преобразователь частоты;
 ПОС - проект организации строительства;
 ПС - подстанция;
 ПЭЗ - помещение с электроприводными задвижками;
 РВС - резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей;
 РВСП - резервуар вертикальный стальной с понтоном;
 РВСПА - резервуар вертикальный стальной с купольной крышей из алюминиевых сплавов;
 РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
 РД - регулятор давления;
 РДП - районный диспетчерский пункт;
 Реестр ОВП - Реестр основных видов продукции, закупаемой ОАО «АК «Транснефть»;
 РНУ - районное нефтепроводное управление;
 РП - резервуарный парк;
 РУ - распределительное устройство;
 САиТМ - система автоматизации и телемеханизации
 САР - система автоматического регулирования;
 СБК - служебно-бытовой корпус;
 СДКУ - система диспетчерского контроля и управления;
 СИЗ - средство индивидуальной защиты;
 СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;
 СКЗ - станция катодной защиты;
 СМЗ - система молниезащиты;
 СО - средство обнаружения;
 СОД - средство очистки и диагностики;
 СОУ - система обнаружения утечек;
 ССБТ - система стандартов безопасности труда;
 ССВД - система сглаживания волн давления;
 СУП - система уравнивания потенциалов;
 ТДП - территориальный диспетчерский пункт;
 ТМ - телемеханика;
 ТМЦ - товарно-материальные ценности;
 ТПУ - трубопоршневая поверочная установка;
 ТСО - технические средства охраны;
 ТУ - технические условия;
 ТЭН - теплоэлектронагреватель;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

УГП - устройства гарантированного питания;
 УЗО - устройство защитного отключения;
 УЗР - ультразвуковой уровнемер;
 УЗУД - устройства защиты и управления двигателей;
 УМЗ - уровень молниезащиты;
 УРОВ - устройство резервного отключения ввода;
 ФГГ - фильтры-грязеуловители горизонтальные;
 ФГУ - фильтры-грязеуловители;
 ХПК - химическое потребление кислорода;
 ЧРП - частотно регулируемый привод;
 ЧС - чрезвычайная ситуация;
 ЩСН - щит собственных нужд;
 ЩСУ - щит станций управления;
 ЭАЛ - эколого-аналитическая лаборатория;
 ЭД - электродвигатель;
 ЭДБ - электроды длительного действия биметаллические;
 ЭХЗ - электрохимическая защита.

5 Общие требования

5.1 Разработка проектной документации на строительство новых, техническое перевооружение и реконструкцию действующих НПС должна осуществляться на основе утвержденного Заказчиком задания на проектирование, материалов инженерных изысканий и иных материалов предпроектного обследования.

5.2 Разработка проектной документации должна осуществляться в соответствии с заданием на проектирование, требованиями Градостроительного кодекса Российской Федерации [1], Земельного кодекса [2], постановления Правительства Российской Федерации [3], распоряжения Правительства Российской Федерации [4] и других действующих нормативных актов Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, национальных и межгосударственных стандартов, нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

Задание на проектирование НПС должно разрабатываться в соответствии с ОР-03.100.50-КТН-110-12 и ОР-03.100.50-КТН-070-11.

Инженерные изыскания для строительства новых, технического перевооружения и реконструкции, действующих НПС должны выполняться в порядке, установленном действующими законодательными и нормативными актами Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса [1], СП 47.13330.2012, РД-91.020.00-КТН-042-12, и других федеральных нормативных документов по инженерным изысканиям и нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

Техническое задание на выполнение работ по инженерным изысканиям должно разрабатываться в соответствии с ОР-03.100.50-КТН-110-12 и ОР-03.100.50-КТН-070-11 по форме РД-91.020.00-КТН-042-12.

5.3 Проектирование НПС должно осуществляться специализированными организациями, имеющими согласно Градостроительному кодексу [1], выданные саморегулируемыми организациями в области архитектурно-строительного проектирования объектов капитального строительства свидетельства о допуске к работам по проектированию объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность указанных объектов, а также необходимую техническую базу.

5.4 При проектировании НПС должны выполняться требования Федерального закона [5] к опасным производственным объектам.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

5.5 При разработке проектной документации на строительство новых, техническое перевооружение и реконструкцию действующих НПС в соответствующих разделах проектной документации на всех этапах проектирования должны учитываться требования и предусматриваться мероприятия по обеспечению промышленной безопасности в соответствии с Федеральным законом [5] и пожарной безопасности в соответствии с Федеральным законом [6] предупреждению аварий и локализации их последствий с необходимыми обоснованиями и расчетами.

5.6 Экспертиза проектной документации должна осуществляться в соответствии с требованиями Федерального закона [5], постановления Правительства Российской Федерации [7].

5.7 В проектной документации на реконструкцию НПС должны быть представлены технико-экономические показатели до начала реконструкции и после ее окончания.

5.8 При разработке проектной документации на здания и сооружения следует учитывать требования Федерального закона [8], распоряжения Правительства Российской Федерации [9], приказа Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии [10].

5.9 При проектировании необходимо учитывать требования по безопасности машин и оборудования, установленные в постановлениях Правительства Российской Федерации [11] и [12].

5.10 Состав проектной документации на НПС должен разрабатываться в соответствии с требованиями РД-91.010.30-КТН-273-10.

5.11 В проектной документации на здания и сооружения производственного назначения в соответствии с требованиями Федерального закона [6] и СП 12.13130-2009 должна указываться категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (подтверждается расчетом) и классификация пожароопасных и взрывоопасных зон, а также уровень ответственности в соответствии с ГОСТ Р 54257. Отнесение НПС к конкретному уровню ответственности и значения коэффициента надежности по ответственности зданий и сооружений НПС γ_n определяются генеральным проектировщиком по согласованию с заказчиком.

5.12 При проектировании НПС необходимо предусматривать применение средств измерений, имеющих действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Средства измерений и измерительные каналы информационно-измерительных систем должны быть поверены на дату ввода объекта проектирования в эксплуатацию в соответствии методиками поверки.

5.13 На территории НПС предусматриваются надземный и подземный способы размещения инженерных сетей. Критерии выбора способов размещения инженерных сетей в зависимости от конкретного типа сети приведены в разделах 15, 16, 17 и 18 настоящего документа.

6 Требования к исходным данным для проектирования

6.1 Разработка проектной и рабочей документации на строительство новых, техническое перевооружение и реконструкцию действующих НПС должна осуществляться на основании задания на проектирование заказчика в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и требованиями нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

6.2 При разработке проектной документации на НПС необходимо учитывать следующие исходные данные:

- задание на проектирование;
- материалы предпроектного обследования;
- материалы инженерных изысканий;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- основные параметры для проектирования:

- а) пропускная способность МН по этапам развития проекта МН;
- б) проектный срок службы НПС;
- в) природно-климатические условия:
 - 1) диапазон температур окружающей среды;
 - 2) ветровые нагрузки;
 - 3) сейсмичность;
 - 4) снеговые нагрузки;
 - 5) характеристики грунтов;
 - б) глубина промерзания грунта;
- г) основные показатели по генплану:
 - 1) площадь в ограде;
 - 2) площадь застройки;
 - 3) площадь территории станции;
 - 4) плотность застройки;
 - 5) площадь озеленения;
 - б) площадь автодорог, подъездов и площадок;
- д) проектная кинематическая вязкость нефти;
- е) проектная плотность нефти;
- ж) коэффициент неравномерности перекачки;
- и) минимальное давление на входе НПС;
- к) проходящее давление на НПС;
- л) проектное рабочее давление на выходе НПС;
- м) давление насыщенных паров нефти;
- н) температура застывания нефти;
- п) массовая доля серы в нефти;
- р) информация об имеющейся инфраструктуре района строительства (сети водоснабжения, электроснабжения, канализации, постоянные и временные дороги и другие коммуникации и сооружения);
- с) способ регулирования давления на НПС.

6.3 При выборе материалов и изделий для трубопроводов следует руководствоваться общими техническими требованиями на оборудование, материалы и комплектующие, утвержденные ОАО «АК «Транснефть».

6.4 При проектировании бетонных и железобетонных конструкций расчетная зимняя температура наружного воздуха должна приниматься как средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки в зависимости от района строительства согласно СНиП 23-01-99* (таблица 1). При разработке раздела КМ проектной документации расчетная зимняя температура наружного воздуха должна приниматься как средняя температура наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98.

Расчетные технологические температуры должны устанавливаться заданием на проектирование.

6.5 Технические устройства, применяемые на НПС, должны быть сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности и иметь подтверждение соответствия продукции требованиям пожарной безопасности в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

7 Классификация и состав НПС

7.1 Классификация НПС

7.1.1 По функциональным особенностям НПС должны классифицироваться на головные и промежуточные.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

7.1.2 НПС могут проектироваться с РП и без РП. РП устанавливаются для НПС, расположенных на границе технологического участка, и в местах перераспределения потоков.

7.2 Состав НПС с резервуарным парком

7.2.1 Территория НПС с РП должна разделяться на зоны с учетом функционального назначения зданий и сооружений:

- а) производственная зона;
- б) зона РП;
- в) административно-хозяйственная зона;
- г) зона очистных сооружений.

7.2.2 Производственная зона НПС предназначена для размещения зданий и сооружений, обеспечивающих технологический процесс перекачки нефти, а также обеспечивающих промышленную и пожарную безопасность технологического процесса.

На территории производственной зоны размещаются следующие здания и сооружения:

- а) здание магистральной насосной станции;
- б) подпорная насосная с фильтрами-решетками для каждого ПНА;
- в) операторная, ЗРУ и КТП, расположенные в общем здании;
- г) здание маслосистемы МНА, резервуары запаса масла на открытой площадке и аппараты воздушного охлаждения масла на открытой площадке или маслосистема блочного исполнения.

При применении индивидуальных для каждого ЭД маслосистем оборудование контура масла устанавливается в здании магистральной насосной, оборудование контура охлаждения, обеспечивающего циркуляцию и утилизацию тепла охлаждающей жидкости, размещается в сооружениях и/или на открытой площадке, вынесенных за пределы здания магистральной насосной;

д) лабораторный корпус (испытательная (аналитическая) лаборатория, эколого-аналитическая лаборатория, метрологическая лаборатория с отдельно стоящими складскими зданиями);

- е) помещение с электроприводными задвижками (для системы пожаротушения);
- ж) здание насосной оборотного водоснабжения МНА и аппараты воздушного охлаждения воды на открытой площадке (при необходимости).

Допускается размещение оборудования насосной оборотного водоснабжения (охлаждения) в здании магистральной насосной вне помещения насосных агрегатов. При размещении НПС в районах, климатические условия которых в холодный период года приводят к замерзанию охлаждающей жидкости при ее циркуляции, в качестве охлаждающей жидкости должна использоваться низкотемпературная жидкость. Охлаждающая жидкость должна быть нетоксична, взрыво- и пожаробезопасна и обеспечивать работу аппаратов воздушного охлаждения при температуре окружающего воздуха;

и) узел регулирования давления на выходе МНС (при регулировании давления на входе и выходе НПС методом дросселирования), устанавливаемый надземно на открытой площадке;

к) узел регулирования давления «до себя» или «после себя» для исключения самотечных участков по трассе магистрального нефтепровода, устанавливаемый надземно на открытой площадке.

л) ФГГ, устанавливаемые надземно на открытой площадке;

м) помещение (блок-боксы) ССВД, на проектируемых промежуточных НПС (при реконструкции существующих НПС без ССВД). Необходимость в установке ССВД определяется по результатам расчета нестационарных процессов, выполняемых проектной организацией. Расчет нестационарных процессов проводится при отключении промежуточных НПС на режиме максимальной расчетной производительности. На первом

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

этапе расчет выполняется без ССВД, если превышения допустимого рабочего давления при нестационарных процессах в секциях труб ЛЧ и технологических трубопроводах НПС нет, необходимость в установке ССВД отсутствует. Если происходит превышение допустимого рабочего давления при нестационарных процессах, расчет выполняется с установленным блоком ССВД. На основании проведенных расчетов выдается заключение о необходимости/отсутствии в установке блока ССВД с резервуарами аварийного сброса;

н) узлы с предохранительными устройствами, устанавливаемые надземно на открытой площадке;

п) система дренажа и сбора утечек от технологического оборудования – горизонтальные подземные емкости для сбора утечек нефти и дренажа с насосами откачки, сбора нефти от ССВД (при наличии ССВД), включающая исполнительные органы (клапаны), арматуру и резервуар-сборник;

р) технологические трубопроводы с запорной арматурой;

с) прожекторные мачты и мачты-молниеотводы;

т) СИКН для ведения коммерческих операций (учет нефти, транспортируемой на экспорт, учет при перевалке нефти на другие виды транспорта) или ведения оперативного учета (на границе эксплуатационных участков смежных ОСТ);

у) здание ЧРП (при применении насосов с частотно регулируемым приводом);

ф) отдельно стоящие здания ЩСУ и/или КТП и ЩСУ;

х) котельная блочного исполнения и резервуары для топлива на открытой площадке;

ц) дизельная электростанция с резервуаром для топлива, устанавливаемым на открытой площадке и подземным резервуаром для аварийного слива;

ч) площадка для аварийного запаса труб со съёмным навесом, твердым покрытием и стеллажом.

7.2.3 На территории зоны РП должны размещаться следующие здания и сооружения:

а) резервуары следующих типов:

- вертикальные стальные с понтоном;

- вертикальные стальные с плавающей крышей;

- вертикальные стальные со стационарной крышей, в качестве резервуаров аварийного сброса.

б) помещение с электроприводными задвижками (для системы пожаротушения);

в) прожекторные мачты и мачты-молниеотводы;

г) отдельно стоящие здания ЩСУ и/или КТП и ЩСУ;

7.2.4 Административно-хозяйственная зона НПС предназначена для размещения административно-управленческих служб и обслуживающих производств.

На территории административно-хозяйственной зоны должны размещаться следующие здания и сооружения:

а) СБК с караульным помещением и узлом связи (СБК с караульным помещением, узлом связи и столовой определяется заданием на проектирование);

б) бытовой корпус со столовой (определяется заданием на проектирование);

в) закрытая стоянка техники с ремонтным блоком и складом для хранения оборудования и средств ЛРН;

г) насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения при необходимости с установкой водоочистки и обеззараживания;

д) насосная станция пожаротушения с резервуарами противопожарного запаса воды (допускается размещение в производственной зоне, при обосновании);

е) склад кислородных баллонов;

ж) склад пропановых баллонов;

и) прожекторные мачты и мачты-молниеотводы;

к) площадка для временного хранения производственных и бытовых отходов;

л) площадка для размещения установки по утилизации отходов;

м) пожарное депо;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- н) антенно-мачтовое сооружение;
- п) при организации ремонтных работ вахтовым методом в составе НПС должен быть предусмотрен вахтовый жилой корпус (со столовой в случае удаленности от населенных пунктов, наличие которой определяется заданием на проектирование) с выделением мест для персонала ОАО «Связьтранснефть»;
- р) склад хранения нормативного запаса пенообразователя (при необходимости);
- с) производственный корпус с мастерскими, сварочным постом, помещениями для складирования материалов;
- т) склад для хранения овощной и мясной продукции;
- у) закрытая стоянка техники с ремонтным блоком. Склад оборудования и запчастей. Мойка автотранспорта с системой оборотного водоснабжения, расположенные в общем здании;
- ф) склад материально-технического снабжения (МТО, ЛРН и ЛАЭС определяется заданием на проектирование);
- х) склад горюче-смазочных материалов;
- ц) контрольно-технический пункт осмотра автотранспорта;
- ч) осмотровая канава с навесом.

7.2.5 Очистные сооружения предназначаются для размещения установок для сбора и переработки хозяйственно-бытовых и производственно-дождевых сточных вод.

В состав очистных сооружений должны входить:

- а) очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод;
- б) очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод.

7.2.6 За ограждением территории НПС располагаются (устанавливается в задании на проектирование):

- а) узел подключения станции;
- б) ППРБ;
- в) насосные I подъема воды (две и более, в соответствии данными гидрогеологических изысканий);
- г) пожарные пирсы с площадками размером 12×12 м с устройством подъездов для возможности забора воды передвижной пожарной техникой, в т.ч. в условиях отрицательных температур при образовании льда при наличии открытых естественных водоисточников (реки, каналы, озера, водохранилища, моря) на территории объекта и расположенных на расстоянии менее 500 м от территории НПС в соответствии с РД-13.220.00-КТН-211-12;
- д) вахтовый жилой корпус (при наличии вахты в штатном расписании). ВЖК размещается в зависимости от категории НПС на расстоянии в соответствии со строкой 7 таблицы А.1 (приложение А).
- е) площадка для временного размещения грунта, загрязненного нефтепродуктами, нефтешламами (при необходимости);
- ж) ОРУ.

7.3 Состав сооружений НПС без резервуарного парка

7.3.1 Территория НПС без РП (промежуточной НПС) должна разделяться на зоны с учетом функционального назначения зданий и сооружений:

- а) производственная зона;
- б) административно-хозяйственная зона;
- в) зона очистных сооружений.

7.3.2 На территории производственной зоны размещаются следующие здания и сооружения:

- а) здание магистральной насосной станции;
- б) операторная, ЗРУ, КТП, расположенные в общем здании;
- в) здание маслосистемы МНА, резервуары запаса масла на открытой площадке и аппараты воздушного охлаждения масла на открытой площадке. При применении

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

индивидуальных для каждого ЭД маслосистем оборудование контура масла устанавливается в здании магистральной насосной, оборудование контура охлаждения, обеспечивающего циркуляцию и утилизацию тепла охлаждающей жидкости, размещается в сооружениях и/или на открытой площадке, вынесенных за пределы здания магистральной насосной;

г) здание насосной оборотного водоснабжения МНА и аппараты воздушного охлаждения воды на открытой площадке (при необходимости). Допускается размещение оборудования насосной оборотного водоснабжения (охлаждения) в здании магистральной насосной вне помещения насосных агрегатов. При размещении НПС в районах, климатические условия которых в холодный период года приводят к замерзанию охлаждающей жидкости при ее циркуляции, в качестве охлаждающей жидкости должна использоваться низкотемпературная жидкость. Охлаждающая жидкость должна быть нетоксична, взрыво- и пожаробезопасна и обеспечивать работу аппаратов воздушного охлаждения при температуре окружающего воздуха;

д) узел регулирования давления на выходе МНС (при регулировании давления на входе и выходе НПС методом дросселирования), устанавливаемый надземно на открытой площадке;

е) узел регулирования давления «до себя» или «после себя» для исключения самотечных участков по трассе магистрального нефтепровода, устанавливаемый надземно на открытой площадке;

ж) ФГГ, устанавливаемые надземно на открытой площадке;

и) помещение (блок-боксы) ССВД, на проектируемых промежуточных НПС (при реконструкции существующих НПС без ССВД). Необходимость в установке ССВД определяется по результатам расчета нестационарных процессов, выполняемых проектной организацией. Расчет нестационарных процессов проводится при отключении промежуточных НПС на режиме максимальной расчетной производительности. На первом этапе расчет выполняется без ССВД, если превышения допустимого рабочего давления при нестационарных процессах в секциях труб ЛЧ и технологических трубопроводах НПС нет, необходимость в установке ССВД отсутствует. Если происходит превышение допустимого рабочего давления при нестационарных процессах, расчет выполняется с установленным блоком ССВД. На основании проведенных расчетов выдается заключение о необходимости/отсутствии в установке блока ССВД с резервуарами аварийного сброса;

к) система дренажа и сбора утечек от технологического оборудования - горизонтальные подземные емкости для сбора утечек нефти и дренажа с насосами откачки, сбора нефти от ССВД (при наличии ССВД), включающая исполнительные органы (клапаны), арматуру и резервуар-сборник;

л) технологические трубопроводы с арматурой;

м) прожекторные мачты и мачты-молниеотводы;

н) помещение с электроприводными задвижками (для системы пожаротушения);

п) отдельно стоящие здания ЩСУ и/или КТП и ЩСУ;

р) СИКН для ведения коммерческих операций или оперативного учета;

с) здание ЧРП (при применении насосов с частотно регулируемым приводом);

т) дизельная электростанция с резервуаром для топлива, устанавливаемый на открытой площадке и подземным резервуаром для аварийного слива;

у) площадка для аварийного запаса труб со съёмным навесом, твердым покрытием и стеллажом.

7.3.3 На территории административно-хозяйственной зоны должны размещаться следующие здания и сооружения:

а) СБК с караульным помещением и узлом связи (СБК с караульным помещением, узлом связи и столовой определяется заданием на проектирование);

б) бытовой корпус со столовой (определяется заданием на проектирование);

в) закрытая стоянка техники с ремонтным блоком и складом для хранения оборудования и средств ЛРН;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- г) котельная блочного исполнения и резервуары для топлива на открытой площадке;
 - д) дизельная электростанция с резервуаром для топлива, устанавливаемым на открытой площадке и подземным резервуаром для аварийного слива;
 - е) насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения при необходимости с установкой водоочистки и обеззараживания;
 - ж) насосная станция пожаротушения с резервуарами противопожарного запаса воды (допускается размещение в производственной зоне, при обосновании);
 - и) склад кислородных баллонов;
 - к) склад пропановых баллонов;
 - л) прожекторные мачты и мачты-молниеотводы;
 - м) площадка для временного хранения производственных и бытовых отходов;
 - н) площадка для размещения установки по утилизации отходов;
 - п) пожарный пост, совмещенный с закрытой стоянкой техники, для размещения пожарного автомобиля, пожарного оборудования и материалов (допускается по требованию заказчика отдельно стоящее здание);
 - р) склад хранения нормативного запаса пенообразователя (при необходимости);
 - с) антенно-мачтовое сооружение;
 - т) при организации ремонтных работ вахтовым методом в составе НПС должен быть предусмотрен вахтовый жилой корпус (со столовой в случае удаленности от населенных пунктов, наличие которой определяется заданием на проектирование) с выделением мест для персонала ОАО «Связьтранснефть»;
 - у) производственный корпус с мастерскими, сварочным постом, помещениями для складирования материалов;
 - ф) склад для хранения овощной и мясной продукции;
 - х) контрольно-технический пункт осмотра автотранспорта;
 - ц) осмотровая канава с навесом;
 - ч) закрытая стоянка техники с ремонтным блоком. Склад оборудования и запчастей. Мойка автотранспорта с системой оборотного водоснабжения, расположенные в общем здании;
 - ш) склад материально-технического снабжения (МТО, ЛРН и ЛАЭС определяется заданием на проектирование);
 - щ) склад горюче-смазочных материалов.
- 7.3.4 В составе очистных сооружений на НПС без РП должны быть предусмотрены установки для сбора и переработки (очистные сооружения) хозяйственно-бытовых сточных вод.
- 7.3.5 За ограждением территории НПС располагаются (устанавливается в задании на проектирование):
- а) узел подключения станции;
 - б) ППРБ;
 - в) насосные I подъема воды (две и более, с учетом материалов гидрогеологических изысканий);
 - г) пожарные пирсы с площадками размером 12×12 м с устройством подъездов для возможности забора воды передвижной пожарной техникой, в т.ч. в условиях отрицательных температур при образовании льда при наличии открытых естественных водоисточников (реки, каналы, озера, водохранилища, моря) на территории объекта и расположенных на расстоянии менее 500 м от территории НПС в соответствии с РД-13.220.00-КТН-211-12;
 - д) вахтовый жилой корпус (при наличии вахты в штатном расписании);
 - е) ОРУ,
 - ж) площадка для временного размещения грунта, загрязненного нефтепродуктами, нефтешламами (при необходимости).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

7.4 НПС с линейной аварийно-эксплуатационной службой

7.4.1 При размещении на территории НПС линейной аварийно-эксплуатационной службы в состав НПС дополнительно должны входить:

- а) закрытая стоянка техники ЛАЭС;
- б) открытая стоянка техники ЛАЭС;
- в) склад для хранения масел;
- г) аккумуляторная;
- д) открытая площадка хранения аварийного запаса труб;
- е) АЗС, при отсутствии АЗС общего пользования на расстоянии до 10 км;

7.5 НПС с группой по эксплуатации ВЛ и средств ЭХЗ

При размещении на территории НПС группы по эксплуатации ВЛ и средств ЭХЗ в состав НПС дополнительно должны входить отдельные здания или предусматриваться помещения в других зданиях для размещения:

- а) рабочих мест персонала, службы ВЛ и ЭХЗ;
- б) в зависимости от климатических условий, закрытая или открытая стоянка техники службы ВЛ и ЭХЗ;
- в) складские помещения для хранения средств защиты, средств измерений, аварийного запаса оборудования, приборов, инвентаря, технических средств, запаса кабельной продукции, опор ВЛ, голого провода и др.;
- г) помещение для ремонта оборудования (мастерская).

7.6 НПС с размещением линейной службы сети связи

При размещении на территории НПС линейных служб для обслуживания вдольтрассовых линий связи (АПГ, АВБ, МИЛ), в зависимости от зон обслуживания вдольтрассовой линии связи (определяется в проектной документации в части магистральной системы связи), дополнительно должны входить отдельные здания или предусматриваться помещения в других зданиях для размещения:

- а) рабочих мест персонала, линейной службы сети связи;
- б) закрытая стоянка техники линейной службы сети связи;
- в) складские помещения для хранения аварийного запаса оборудования связи, приборов, инвентаря, технических средств и кабельного запаса;
- г) помещения для проживания персонала линейной службы сети связи (при наличии вахты в штатном расписании).

8 Требования к технологическому проектированию и оборудованию НПС

8.1 Технологическая схема НПС с резервуарным парком

Технологическая схема НПС с РП должна обеспечивать:

а) перекачку нефти по схеме «через емкость», «с подключенной емкостью». При проектировании новых НПС с РП обеспечение перекачки по схеме «из насоса в насос» не требуется. В случае, когда поэтапное развитие МН предусматривает строительство резервуарного парка на промежуточной НПС без РП, режимы работы по схеме «из насоса в насос» должны быть исключены (если строительство РП не продиктовано необходимостью приемки нефти от объектов нефтедобычи);

б) последовательную работу МНА при работе на один нефтепровод. При соответствующем обосновании допускается проектирование параллельной схемы включения МНА;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

в) поддержание давления на приеме магистральной насосной станции не ниже заданного и поддержание давления на выходе НПС не выше заданного (при помощи САР давления);

г) приём нефти в специальные резервуары аварийного сброса через узел с предохранительными устройствами, в случае повышения давления на входе НПС, при повышении давления в трубопроводе между подпорной насосной и магистральной насосной станцией в случае остановки МНА, при срабатывании автоматической защиты по давлению в трубопроводе резервуарного парка;

д) приём нефти в специальные резервуары аварийного сброса от блока ССВД при резком изменении давления на приеме НПС в результате остановки НПС или насосного агрегата (для промежуточной НПС);

е) приём утечек нефти от магистральных и подпорных насосов;

ж) откачку нефти из подземных ёмкостей для сбора утечек нефти и дренажа в приемный трубопровод подпорной насосной или в резервуарный парк, приемный трубопровод магистральной насосной;

и) опорожнение магистральных и подпорных насосов, ФГГ, узла регулирования давления, СИКН в подземные ёмкости для сбора утечек нефти и дренажа;

к) внутриваровую перекачку подпорным насосом при режиме работы НПС «с подключенной емкостью»;

л) зачистку резервуаров и подающего трубопровода резервуарного парка резервным подпорным насосом при режиме работы НПС «с подключенной емкостью»;

м) откачку нефти подпорным насосом из резервуаров аварийного сброса;

н) очистку перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов с помощью ФГГ;

п) сбор аварийного разлива нефти из зала насосных агрегатов.

8.2 Технологическая схема НПС без резервуарного парка

Технологическая схема промежуточной НПС без РП должна обеспечивать:

а) перекачку нефти по схеме «из насоса в насос» совместно с другими НПС нефтепровода;

б) последовательную работу МНА при работе на один нефтепровод. При соответствующем обосновании допускается проектирование параллельной схемы включения МНА;

в) поддержание давления на приеме магистральной насосной станции не ниже заданного и на выходе НПС не выше заданного;

г) прием нефти от блока ССВД в резервуары-сборники нефти при резком изменении давления на приеме НПС в результате остановки НПС или насосного агрегата;

д) перекачку, минуя НПС при ее отключении;

е) прием утечек от магистральных насосов;

ж) откачку нефти из резервуаров-сборников в приемный трубопровод магистральной насосной станции;

к) опорожнение в резервуары-сборники нефти трубопровода на выходе блока ССВД;

л) опорожнение магистральных насосов, ФГГ, узла регулирования давления и надземных трубопроводов блока ССВД в резервуары-сборники;

м) отключение одного из резервуаров-сборников нефти с помощью фланца-заглушки;

н) очистку перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов с помощью ФГГ.

8.3 Общие требования к технологической схеме НПС

8.3.1 При проектировании НПС с РП должна предусматриваться параллельно-последовательная схема соединения магистральных насосов, при условии получения эффективности применения данной схемы при остановке одной из МНС для одновременной

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

работы на два нефтепровода по сравнению с подключением магистральной насосной по последовательной схеме.

8.3.2 При проектировании НПС с РП, предназначенной для работы на один нефтепровод (и отсутствии перспективы строительства параллельных нефтепроводов), должна предусматриваться последовательная схема соединения магистральных насосов.

8.3.3 При проектировании промежуточных НПС без РП параллельно-последовательная схема соединения магистральных насосов не предусматривается.

8.3.4 При проектировании НПС не допускается работа одной МНС на два и более нефтепровода за исключением случаев, предусмотренных п. 8.3.1.

8.3.5 При проектировании НПС не допускается применение технологических схем НПС с отбором нефти на участке технологического трубопровода между подпорной и магистральной насосными станциями.

8.4 Требования к выполнению технологических расчетов

8.4.1 Основные параметры НПС должны определяться исходя из необходимости обеспечения расчетной пропускной способности нефтепровода при проектных значениях плотности и вязкости перекачиваемой нефти.

8.4.2 Расчетная часовая пропускная способность нефтепровода $Q_{\text{ч}}$, м³/ч, должна определяться по формуле:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{k_{\text{н}} G \cdot 10^6}{8400 \rho}, \quad (8.1)$$

Расчетная суточная пропускная способность нефтепровода $Q_{\text{с}}$, м³/сут, должна определяться по формуле:

$$Q_{\text{с}} = \frac{k_{\text{н}} G \cdot 10^6}{350 \rho}, \quad (8.2)$$

где G – заданный объем перекачки (проектная пропускная способность) для соответствующего этапа развития нефтепровода, млн. т/год (определяется в техническом задании на проектирование);

$k_{\text{н}}$ – коэффициент неравномерности перекачки;

ρ – проектная плотность нефти, т/м³.

Значение коэффициента неравномерности перекачки определяется в техническом задании на проектирование, исходя из особенностей эксплуатации нефтепровода:

- для проектируемого нефтепровода, идущего параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему – 1,05;

- для проектируемого одноконтурного нефтепровода, по которому нефть подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также для проектируемого одноконтурного нефтепровода, соединяющего существующие нефтепроводы – 1,07;

- для проектируемого одноконтурного нефтепровода, подающего нефть от пунктов добычи к системе нефтепроводов – 1,10;

- для действующего нефтепровода – 1,0.

8.4.3 Основные параметры НПС должны определяться исходя из следующих параметров работы МН:

а) режим работы МН – непрерывный, круглосуточный;

б) расчетное время работы МН с учетом остановки на регламентные работы – 8400 часов или 350 дней в году.

8.4.4 При расчетах технологических трубопроводов скорости движения нефти (полным сечением) в трубопроводах должны составлять:

а) в приемных всасывающих и дренажных трубопроводах – от 0,5 до 1,5 м/с;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

б) в подводящих и напорных трубопроводах НПС, коллекторах магистральных насосных агрегатов, в подводящих и отводящих трубопроводах регуляторов давления, в трубной обвязке СИКН, трубопроводах сброса давления и откачки утечек – до 7,0 м/с.

8.4.5 При расчетах резервуаров и РП должны соблюдаться требования 8.6 настоящего документа.

8.4.6 При технологических расчетах и пересчете метрических единиц числовое значение ускорения свободного падения g следует принимать равным 9,81.

8.5 Требования к расчетам нестационарных процессов

8.5.1 При проектировании НПС необходимо учитывать возможность превышения допустимого рабочего давления секций линейной части трубопровода и проходящего давления для технологических трубопроводов при нестационарных процессах, характеризующихся изменением давления по трассе нефтепровода во времени (волны давления) в результате отключения НПС.

8.5.2 На участке от промежуточной НПС до НПС с РП с предохранительными клапанами на входе расчет нестационарного процесса должен проводиться с целью определения необходимости проектирования дополнительной защиты по давлению для условий несанкционированного (ошибочного) перекрытия запорной, регулирующей арматуры, установленной в узле пуска и приема СОД (узел подключения станции), а также на приемной линии НПС с РП до предохранительных клапанов.

8.5.3 На головной НПС при установке предохранительных клапанов только между подпорной и магистральной насосной для определения объема сброса нефти необходимо выполнять расчеты нестационарных процессов на условия отключения магистральной насосной.

8.6 Требования к резервуарам и резервуарным паркам

8.6.1 Для расчета объема резервуарных парков (резервуарной емкости) при новом проектировании используемая емкость резервуарных парков определяется с учетом коэффициентов использования емкости, приведенных в таблице 8.1 и объема резервуара по строительному номиналу.

Объемы резервуаров по строительному номиналу приведены в таблице 8.2.

Т а б л и ц а 8.1 - Коэффициенты использования емкости по типам резервуаров

№ п/п	Тип резервуара	Коэффициент использования емкости
1	2	3
1	Вертикальный стальной до 5 тыс. м ³ без понтона	0,79
2	Вертикальный стальной 5 тыс. м ³ с понтоном	0,76
3	Вертикальный стальной 10 тыс. м ³ без понтона	0,79
4	Вертикальный стальной 10 тыс. м ³ с понтоном	0,76
5	Вертикальный стальной 20 тыс. м ³ с понтоном	0,79
6	Вертикальный стальной 30 тыс. м ³ с понтоном	0,79
7	Вертикальный стальной 50 тыс. м ³ с понтоном	0,79
8	Вертикальный стальной 50 тыс. м ³ с плавающей крышей	0,83

8.6.2 Суммарный используемый объем РП должен распределяться следующим образом:

а) головная НПС нефтепровода должна располагать резервуарной емкостью в размере от двухсуточной до трехсуточной проектной пропускной способности нефтепровода;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

б) на НПС с РП, расположенных на границе эксплуатационных участков, в месте перераспределения потока нефти между нефтепроводами, а также в условиях горного рельефа, для обеспечения бесперебойной работы магистрального нефтепровода в случае ее внезапного отключения должна предусматриваться резервуарная емкость в размере от 0,3 до 0,5-суточной проектной пропускной способности МН. При выполнении приемо-сдаточных операций на НПС с резервуарным парком, резервуарная емкость должна быть в пределах от 1,0 до 1,5-суточной проектной пропускной способности нефтепровода;

в) при нескольких параллельных нефтепроводах суммарный используемый объем РП должен определяться как сумма проектных пропускных способностей каждого нефтепровода.

Таблица 8.2 – Объем резервуаров по строительному номиналу и их основные геометрические параметры

№ п/п	Резервуар	Тип	Диаметр, м	Высота стенки, м	Строительный объем, м ³
1	2	3	4	5	6
1	РВС	5000	22,8	11,94	4875
2		10000	34,2	11,94	10968
3	РВСП	5000	22,8	11,94	4875
4		10000	34,2	11,94	10968
5		20000	45,6	11,94	19500
6		30000	45,6	17,91	29249
7		50000	60,7	18,00	52088
8	РВСПК	50000	60,7	18,10	52377

Пр и м е ч а н и е – Расчетные параметры должны быть уточнены при проектировании.

8.6.3 Количество резервуаров в составе РП должно быть не менее 2 шт. без учета резервуаров аварийного сброса. Прием нефти аварийного сброса должен осуществляться в отдельные резервуары, не задействованные в технологических операциях транспортировки нефти.

8.6.4 В проекте должна предусматриваться возможность расширения РП для перспективного строительства резервуаров с целью вывода в ремонт не менее 12% строительного номинала РП с учетом единичной емкости резервуаров.

8.6.5 Необходимость применения тепловой изоляции резервуаров, а также дополнительных мероприятий по подогреву нефти в резервуарном парке, должна устанавливаться в проекте на основании теплотехнических расчетов с учетом исключения отрицательных температур (или температуры застывания) нефти при хранении с разработкой необходимых специальных технических требований.

8.6.6 Требования по размещению и обвалованию резервуаров отражены в 9.2.3.

8.6.7 Противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов приведены в приложении А настоящего документа.

8.6.8 Молниезащита резервуаров должна выполняться в целом для РП отдельно стоящими молниеприемниками, в соответствии с РД-91.020.00-КТН-021-11 и типовыми проектными решениями резервуаров, утвержденными ОАО «АК «Транснефть».

8.6.9 Системы производственной канализации в каре и в целом по РП должны соответствовать требованиям РД 153-39.4-113-01 и пункту 16.4 настоящего РД.

8.6.10 Установки пожаротушения и водяного охлаждения резервуаров, сети пожаротушения, прокладываемые в каре, должны соответствовать требованиям РД-13.220.00-КТН-014-10.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.6.11 Крыши резервуаров должны быть взрывозащищенного исполнения с учетом требований ГОСТ 31385.

8.6.12 Резервуары вертикальные стальные должны иметь оборудование в соответствии с РД-23.020.00-КТН-079-09, в том числе для резервуаров типа РВС и ЖБР датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара.

8.7 Требования к магистральным насосным агрегатам

8.7.1 Все НПС на участках МН с одной и той же проектной пропускной способностью должны оснащаться однотипными МНА. Электропривод МНА должен быть рассчитан на напряжение 6 кВ или 10 кВ (определяется заданием на проектирование).

8.7.2 Проектом должны определяться количество и характеристика роторов МНА с целью обеспечения требуемого напора при работе без дросселирования на выходе НПС для обеспечения заданной пропускной способности нефтепровода по этапам развития, с учетом перекачки нефти с реологическими свойствами, отличающимися от проектных (для «теплого» и «холодного» времени года). При выборе характеристик роторов МНА необходимо учитывать возможность обеспечения заданной пропускной способности МН при циклической работе на двух смежных режимах без дросселирования на выходе НПС.

При соответствующем обосновании допускается проектирование параллельной схемы включения магистральных насосных агрегатов.

8.7.3 Подача магистральных насосов должна приниматься в соответствии с расчетной пропускной способностью нефтепровода и принятой схемой соединения насосов (последовательная, параллельная).

8.7.4 Не допускается применение в качестве МНА поршневых и плунжерных насосов.

8.7.5 Проточная часть магистрального насоса должна обеспечивать возможность установки сменных роторов на подачу в зависимости от расчетной пропускной способности МН. С целью повышения КПД магистрального насоса в случае наличия технической возможности при работе со сменными роторами должен использоваться съемный направляющий аппарат.

Сменные роторы должны допускать обточку рабочих колес по наружному диаметру (до 10 %).

8.7.6 При определении количества МНА должна учитываться схема их соединения и необходимость наличия резервных насосов.

8.7.7 Количество магистральных насосных агрегатов в составе магистральной насосной должно быть равно четырём.

При соответствующем обосновании допускается установка другого количества МНА.

8.7.8 МНА должны соответствовать техническим требованиям ОАО «АК «Транснефть».

8.7.9 Входной патрубок магистрального насоса должен быть расположен справа, а напорный – слева от вертикальной оси, со стороны ЭД, в отдельных случаях, например, при реконструкции существующих объектов, допускается расположение входного патрубка слева, а напорного справа.

8.7.10 Для заполнения опорожненных магистральных насосов должен использоваться дренажный трубопровод, на котором должен устанавливаться шаровой кран. Указанный шаровой кран должен быть рассчитан на номинальное давление магистральных насосов.

Заполнение магистральных насосов после их опорожнения должно производиться путем закрытия шарового крана на дренажной линии магистральных насосов и открытия секущих задвижек на дренажных трубопроводах заполняемого и работающих насосов. При этом выпуск воздуха должен производиться через линию сброса воздуха из корпуса насоса в трубопровод отвода утечек с применением штатной линии насоса или, при её отсутствии, через дополнительно проложенную линию от воздушника насоса до врезки в трубопровод отвода утечки.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.7.11 При проектировании должен быть выполнен расчет напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов и нагрузок (сил и моментов) на патрубки МНА и оборудования в соответствии с расчетами на прочность нефтепровода по РД «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования».

Для районов с сейсмичностью свыше 6 баллов в расчете должны учитываться дополнительные нагрузки, возникающие при сейсмическом воздействии.

Выбранная схема обвязки должна удовлетворять условиям прочности, долговечности и работоспособности МНА и оборудования. В случае невыполнения любого из условий подключение МНА к технологическим трубопроводам должно осуществляться с помощью трубных компенсаторов и/или с использованием разгружающих опор.

При этом выбранная схема обвязки МНА должна иметь минимально возможную длину трубной вставки (катушки) к патрубку насоса и обеспечивать усилия и моменты на патрубке насоса в соответствии с требованиями ОТТ-23.080.00-КТН-049-10. Длина трубной вставки (катушки) должна составлять не менее 250 мм.

8.7.12 Конструкция МНА должна обеспечивать возможность оснащения их оборудованием автоматизации в объеме, установленном требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13.

8.7.13 МНА должны соответствовать требованиям ОТТ-23.080.00-КТН-049-10, ГОСТ 31441.1-2011 в части взрывозащиты насоса.

8.8 Требования к системе оборотного охлаждения

8.8.1 Система оборотного охлаждения, предназначенная для охлаждения ЭД МНА, состоит из насосной станции, аппаратов воздушного охлаждения и сетей оборотного охлаждения.

8.8.2 Охлаждающая жидкость – вода питьевая по СанПиН 2.1.4.1074-01. При размещении НПС в районах, климатические условия которых в холодный период года приводят к замерзанию охлаждающей жидкости при ее циркуляции, в качестве охлаждающей жидкости должна использоваться низкотемпературная жидкость. Охлаждающая жидкость должна быть нетоксична, взрыво- и пожаробезопасна. Тип охлаждающей жидкости должен быть согласован с изготовителем (поставщиком) ЭД МНА.

8.8.3 Система оборотного охлаждения может быть открытой, сообщающейся с атмосферным воздухом, или закрытой, исключаяющей такое сообщение. Системы оборотного охлаждения, использующие в качестве охлаждающей жидкости питьевую воду, выполняются открытыми, использующие низкотемпературные жидкости – закрытыми.

8.8.4 Объем охлаждающей жидкости в баке системы оборотного охлаждения должен приниматься:

- для открытых систем – равный максимальной подаче циркуляционного насоса в течение пяти минут;
- для закрытых систем – не менее рассчитываемого по формуле:

$$V = (V_L \cdot E) / D \quad (8.3)$$

где V_L – суммарный объем системы, м³;

E – коэффициент расширения жидкости;

D – эффективность мембранного расширительного бака, определяемая по формуле:

$$D = (P_V - P_S) / (P_V + 0,1) \quad (8.4)$$

где P_V – максимальное рабочее давление системы, МПа;

P_S – давление зарядки мембранного расширительного бака, МПа.

Мембранный бак должен быть резервирован.

8.8.5 Должна быть предусмотрена установка:

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- для открытых систем – трех насосов из расчета: 2 насоса – в работе, 1 насос – в резерве;

- для закрытых систем – двух насосов из расчета: 1 насос – в работе, 1 насос – в резерве.

Напор насосов должен обеспечивать их бескавитационную работу с учетом всех потерь в контуре охлаждения и теплообменниках ЭД. Давление в охлаждающем контуре и расход охлаждающей жидкости должны соответствовать требованиям изготовителя (поставщика) ЭД МНА.

8.8.6 Должно быть предусмотрено автоматическое пополнение бака оборотной воды при снижении уровня ниже рабочего за счет испарения и допустимых утечек через уплотнения насосов системы оборотного водоснабжения. Пополнение охлаждающей жидкости в закрытых системах охлаждения предусматривается в ручном режиме.

8.8.7 В системе оборотного охлаждения должен быть предусмотрен байпасный трубопровод для работы, минуя АВО, для обеспечения «мягкого» запуска системы оборотного охлаждения в зимнее время.

8.8.8 Теплотехнические характеристики АВО (поверхность теплообмена, количество секций, количество труб в секции, число рядов труб в секции, коэффициент оребрения и др.) должны обеспечивать работу аппаратов воздушного охлаждения во всем диапазоне температур окружающего воздуха района установки системы оборотного охлаждения.

8.8.9 Условия установки АВО должны обеспечивать возможность слива охлаждающей жидкости из теплообменных аппаратов.

8.8.10 Установка навесов над АВО не должна приводить к ухудшению условий теплообмена и снижению теплотехнических характеристик аппаратов.

8.9 Требования к маслосистеме

8.9.1 В зависимости от состава МНА для маслоснабжения и охлаждения подшипников МНА должна предусматриваться единая маслосистема на всю группу установленных МНА. При соответствующем обосновании допускается установка индивидуальной маслосистемы.

8.9.2 Оборудование единой маслосистемы (насосы, узел подключения сепаратора и рабочие маслобаки) должно располагаться в отдельном здании маслонасосной, оборудованной кессоном, предотвращающим попадание грунтовых и поверхностных вод в помещение или в сооружении блочного исполнения заводской готовности (блок – бокс).

8.9.3 Оборудование маслосистемы должно соответствовать классу пожароопасности П-1.

8.9.4 В составе единой маслосистемы должно быть предусмотрено следующее оборудование:

- а) маслонасосы (один рабочий, один резервный);
- б) маслонасос для обеспечения замены масла;
- в) фильтры для очистки масла (один рабочий, один резервный);
- г) два рабочих масляных бака с визуальным указателем уровня;
- д) три резервуара для хранения масла (отдельные резервуары для хранения чистого масла, для хранения отработанного масла и для оперативного слива загрязненного масла) с визуальным указателем уровня;
- е) аппараты воздушного охлаждения для обеспечения температурного режима. Один аппарат – резервный, количество рабочих аппаратов должно выбираться в зависимости от климатических условий размещения НПС, но быть не менее двух.

ж) аккумулярующий (аварийный) маслобак для подачи масла под действием гидростатического давления на смазку подшипников магистральных насосов и электродвигателей в случае аварийной остановки маслонасосов.

8.9.5 Объем резервуаров хранения, рабочих масляных баков и аккумуляющего (аварийного) маслобака, указанных в 8.9.4, должны определяться расчетом в зависимости от числа МНА, типоразмера насоса и электропривода.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.9.6 Фильтры для очистки масла должны иметь сменные фильтрующие элементы.

8.9.7 Рабочие масляные баки должны располагаться на отметке, обеспечивающей уклоны обратных трубопроводов не менее 0,017.

Резервуары хранения должны располагаться на отметках, обеспечивающих работу вспомогательного насоса при откачке и заполнении рабочих баков с возможностью перелива масла из баков.

8.9.8 Высота установки аккумулирующего (аварийного) бака относительно оси насосных агрегатов должна обеспечить давление масла на входе в подшипники агрегатов с подачей от 1250 до 3600 м³/ч включительно – не менее 0,034 МПа, а с подачей более 3600 м³/ч – не менее 0,039 МПа.

Размещение маслобака – внутри здания (под крышей) магистральной насосной.

В случае если высота здания магистральной насосной меньше требуемой высоты расположения маслобака допускается его установка на крыше здания или на специальных опорных стойках рядом со зданием магистральной насосной с выполнением мероприятий по теплоизоляции и обогреву маслобака исходя из климатических условий размещения НПС. При этом должен быть предусмотрен контроль температуры масла в маслобаке, визуальная и звуковая сигнализация в операторной, МДП при достижении значений температуры масла равной или ниже 18°С.

8.9.9 Для обеспечения АВР должна быть предусмотрена обвязка маслонасосов с отдельным приемом из каждого маслобака и совмещенным напорным коллектором.

8.9.10 На обвязке маслонасосов должны применяться виброизолирующие рукава.

8.9.11 Температура масла на входе в подшипники в соответствии с величиной, установленной заводом-изготовителем МНА, должна обеспечиваться работой аппаратов воздушного охлаждения.

8.9.12 Должно быть предусмотрено отключение МНА по минимальному уровню масла в аккумулирующем (аварийном) баке. Минимальный уровень должен определяться расчетом и соответствовать максимально необходимому объему для обеспечения расхода масла на подшипниках МНА на время их полной остановки (выбега).

8.9.13 При отключении энергоснабжения маслосистема должна обеспечивать маслоснабжение агрегата с требуемыми параметрами до его полной остановки.

8.9.14 Требования к индивидуальной маслосистеме должны определяться исходя из условия обеспечения требуемых параметров маслоснабжения подшипников МНА и технических решений по компоновке оборудования в насосном зале МНС. Электроприводы маслонасосов должны быть выполнены со степенью защиты оболочки IP 68 ГОСТ 14254-96 и запитаны по особой группе I категории от двух независимых источников с дополнительным питанием от источника бесперебойного питания. Источник бесперебойного питания должен обеспечить нормальную работу электродвигателя маслонасоса в течение времени необходимого для выбега ротора насоса, но не менее 5 минут.

8.10 Требования к подпорным насосным агрегатам

8.10.1 На НПС с РП для подачи перекачиваемой нефти к магистральным насосам, которые не располагают необходимым кавитационным запасом, должна быть предусмотрена установка ПНА.

Подпорные насосные должны быть оборудованы вертикальными или горизонтальными насосами. Применение горизонтальных ПНА обусловлено различными типами грунтов на площадке НПС (ММГ, высокие грунтовые воды и т.п.) при невозможности установить вертикальные подпорные насосные агрегаты.

Вертикальные ПНА устанавливаются на открытой бетонной площадке с отбортовкой для ограничения разлива нефти.

Горизонтальные ПНА устанавливаются на открытой бетонной площадке, под навесом (проветриваемое укрытие) с отбортовкой для ограничения разлива нефти или в помещении.

Установка насосов в заглубленном помещении не допускается.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.10.2 При проектировании должен быть выполнен расчет допустимой разницы отметок оси насоса и днища резервуара, обеспечивающей бескавитационную работу с учетом потерь в технологических трубопроводах.

8.10.3 Вертикальные подпорные насосные агрегаты должны соответствовать требованиям ОТТ-23.080.00-КТН-136-09, горизонтальные подпорные насосные агрегаты – требованиям ОТТ-23.080.00-КТН-050-10. Требования ОТТ-23.080.00-КТН-136-09 и ОТТ-23.080.00-КТН-050-10 могут дополняться и уточняться специальными техническими требованиями и основными техническими решениями, утвержденными ОАО «АК «Транснефть» для конкретных нефтепроводов.

8.10.4 При проектировании новых НПС минимальное количество работающих ПНА должно быть равно двум. При определении количества ПНА на реконструируемых ПНС (НПС) должна учитываться технологическая схема работы насосных агрегатов с учетом особенности перекачки, сдачи нефти, периодичности работы ПНА, подтвержденная расчетом, а также необходимость наличия резервных насосов.

8.10.5 На каждую группу ПНА до четырех работающих агрегатов необходимо предусматривать установку двух резервных ПНА (один в «горячем» резерве, второй в «холодном резерве»). На реконструируемых НПС при наличии резервуаров ЖБР допускается использование резервного ПНА для размыва донных отложений.

8.10.6 Расчет требуемой мощности электродвигателя ПНА должен выполняться для всего рабочего диапазона подач по характеристике насоса.

8.10.7 На НПС группа ПНА должна оснащаться однотипными ПНА. Смазка подшипниковых опор – консистентная или картерная (жидкостная). Допускается смазка нижней и промежуточной подшипниковых опор насоса перекачиваемой жидкостью.

8.10.8 Технологическая обвязка подпорных насосных агрегатов должна проектироваться для обеспечения параллельной работы насосов, а также применения их для зачистки резервуаров, внутриварковой перекачки и откачки нефти из резервуаров аварийного сброса нефти.

8.10.9 При наличии двух и более всасывающих коллекторов односортной нефти к подпорной насосной, всасывающие коллекторы должны быть объединены в единую систему, при этом каждый подпорный насос по входу должен иметь одно подключение к системе всасывающих трубопроводов.

8.10.10 Для очистки перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов на приеме ПНА должны устанавливаться фильтры-решетки соответствующие ОТТ-75.180.00-КТН-179-10.

8.10.11 Необходимость выполнения электрообогрева и тепловой изоляции фильтров-решеток и надземных трубопроводов обвязки определяется в зависимости от температуры застывания перекачиваемой нефти и температуры окружающего воздуха рассматриваемого региона.

8.10.12 При проектировании должен быть выполнен расчет напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов и нагрузок (сил и моментов) на патрубки ПНА и оборудования в соответствии с расчетами на прочность нефтепровода по РД «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования».

Для районов с сейсмичностью свыше 6 баллов в расчете должны учитываться дополнительные нагрузки, возникающие при сейсмическом воздействии.

Выбранная схема обвязки должна удовлетворять условиям прочности, долговечности и работоспособности ПНА и оборудования. В случае невыполнения любого из условий подключение ПНА к технологическим трубопроводам должно осуществляться с помощью трубных компенсаторов и/или с использованием разгружающих опор.

При этом выбранная схема обвязки ПНА должна иметь минимально возможную длину трубной вставки (катушки) к патрубку насоса и обеспечивать усилия и моменты на патрубок насоса в соответствии с требованиями ОТТ-23.080.00-КТН-050-10,

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

ОТТ-23.080.00-КТН-136-09. Длина трубной вставки (катушки) должна составлять не менее 250 мм.

8.10.13 В проектной документации должны быть предусмотрены параметры уклонов подпорных насосных агрегатов с обозначением на рабочих чертежах параметров вертикальности не более 0,2 мм/м, для этого должна быть предусмотрена горизонтальность верхней части фундаментов насосов не менее 1,0 мм/м с выполнением площадок под установочные (монтажные) прокладки.

8.10.14 В проектной документации должна быть предусмотрена наружная изоляция корпуса стакана подпорных вертикальных насосных агрегатов на основе жидких терморезистивных материалов и порошковых красок согласно ОТТ-25.220.01-КТН-215-10, уплотнение входного трубопровода в соединении с фундаментом для исключения попадания грунтовых вод между фундаментом и стаканом.

8.10.15 Площадки обслуживания подпорных насосных агрегатов должны быть разборными.

8.10.16 Для выполнения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту подпорных насосных агрегатов должна быть предусмотрена бетонная площадка с подъездной дорогой для самоходного грузоподъемного механизма.

8.10.17 Конструкция ПНА должна обеспечивать возможность оснащения их оборудованием автоматизации в объеме, установленном требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13.

8.11 Требования к защите по давлению технологических трубопроводов и оборудования

8.11.1 Для защиты по давлению технологических трубопроводов РП на НПС должна предусматриваться установка узлов с предохранительными устройствами.

8.11.2 Первый узел должен устанавливаться на приёмных технологических трубопроводах РП с точкой подключения непосредственно за ФГГ. Вторым узлом – между подпорной насосной и магистральной насосной станцией, а при наличии СИКН (БИК) между ПНС и МНС устанавливается между МНС и СИКН (БИК). Число предохранительных устройств: для первого узла, должно рассчитываться на максимальную расчетную пропускную способность нефтепровода, а для второго узла – на 70 % от максимальной расчетной пропускной способности нефтепровода. На каждом узле следует предусматривать резервные предохранительные устройства в количестве 2 шт.

Допускается исключение второго узла с предохранительными устройствами при увеличении допустимого рабочего давления технологического трубопровода с оборудованием от обратных затворов на выходе подпорных насосов до магистральной насосной.

В качестве предохранительных устройств для первого и второго узлов с предохранительными устройствами должны применяться предохранительные пружинные клапаны.

Производительность сброса от предохранительных устройств в резервуары аварийного сброса должна определяться с учетом давления срабатывания предохранительных устройств.

8.11.3 Давление начала открытия предохранительных устройств, установленных на первом узле должно быть равно 0,55 МПа. При наличии СИКН это значение составляет 0,7 МПа. При этом максимальное рабочее давление в трубопроводе РП должно быть не более 1,0 МПа при допустимом рабочем давлении технологических трубопроводов резервуарного парка не менее 1,6 МПа.

8.11.4 Давление закрытия предохранительного клапана должно быть выше рабочего давления на входе НПС.

8.11.5 Первый узел с предохранительными устройствами должен быть оснащен автоматически открывающейся задвижкой, установленной параллельно узлу с

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

предохранительными устройствами для защиты по давлению технологических трубопроводов РП. Время открытия автоматической задвижки должно быть не более времени закрытия запорной арматуры РП. Давление настройки данной задвижки должно приниматься на 0,05 МПа больше значения давления начала открытия предохранительных клапанов. Ее открытие должно автоматически прекращаться по истечении 3 с после снижения давления на входе в РП до значения давления начала открытия предохранительных клапанов. Автоматическое закрытие задвижки должно производиться по истечении 3 с после снижения давления на входе в РП на 0,1 МПа ниже давления начала открытия предохранительных клапанов.

8.11.6 С целью исключения превышения давления в линейной части МН, либо технологических трубопроводах НПС с РП (определяется по результатам расчетов переходных процессов согласно п. 8.5.2) на входе НПС с РП должен предусматриваться автоматически открывающийся шаровой кран до секующих задвижек НПС со сбросом нефти в резервуары аварийного сброса. Время открытия автоматического шарового крана должно быть не менее, чем в 3 раза меньше времени закрытия запорной арматуры, установленной до узла предохранительных устройств №1. Диаметр автоматического шарового крана должен соответствовать номинальному диаметру магистрального нефтепровода. При этом, давление настройки автоматического шарового крана должно приниматься на 0,05 МПа выше максимального рабочего давления в трубопроводе резервуарного парка (1,0 МПа). Его открытие должно автоматически прекращаться по истечении 3 с после снижения давления на входе НПС с РП до значения давления начала открытия предохранительных клапанов первого узла. Автоматическое закрытие шарового крана должно производиться по истечении 3 с после снижения давления на входе НПС с РП на 0,1 МПа ниже давления начала открытия предохранительных клапанов первого узла.

8.11.7 Шаровой кран должен быть оснащен электроприводом с электронной пусковой аппаратурой.

8.11.8 Диаметр трубопровода от шарового крана до точки подключения к сбросному трубопроводу от клапанов предохранительных должен приниматься на основании гидравлического расчета с учетом следующих требований:

- гидравлические потери от шарового крана до резервуара аварийного сброса, с учетом разницы геодезических отметок начала и конца трубопровода, а также с учетом взлива нефти в резервуаре, не должны превышать рабочее давление на входе НПС;

- скорость движения нефти в трубопроводе сброса от автоматического шарового крана не должна превышать значений, регламентированных п.8.4.4.

8.11.9 Предохранительные клапаны должны предусматривать их работу при наличии противодействия в линии сброса, величина которого определяется гидравлическим сопротивлением и разностью высот верхней отметки сбросного трубопровода и трубопровода клапанов. При подключении трубопровода аварийного сброса в нижний пояс сбросного резервуара, противодействие в линии сброса определяется гидравлическим сопротивлением и разностью высот максимального уровня взлива нефти в резервуаре и трубопровода клапанов. В этом случае установочное давление предохранительных клапанов должно уменьшаться на величину противодействия.

Для проведения ремонта на каждом узле должна предусматриваться установка двух резервных клапанов с установочным давлением срабатывания соответствующего узла.

Запорная арматура на резервных клапанах должна находиться в закрытом положении.

8.11.10 При проектировании следует определять:

- а) рабочее давление на входе НПС $P_{вх}$ (для узла №1);
- б) общее количество клапанов на каждом узле в зависимости от расчетной пропускной способности нефтепровода и типа предохранительных клапанов;
- в) количество клапанов в каждой группе;
- г) давление настройки и количество клапанов.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.11.11 Предохранительные клапаны должны иметь коэффициент расхода не менее 0,6.

8.11.12 До и после каждого предохранительного клапана следует устанавливать отключающие клиновые задвижки или шаровые краны с ручным управлением. Запорная арматура рабочих клапанов должна быть опломбирована в открытом положении.

8.11.13 Для обеспечения ремонта и техобслуживания предохранительных клапанов необходимо предусматривать установку шаровых кранов (для выпуска воздуха) между предохранительным клапаном и запорной арматурой на выходе. На выходе узла для выпуска воздуха необходимо установить заглушку.

8.11.14 Для обеспечения ремонта и техобслуживания предохранительных клапанов необходимо предусматривать установку шаровых кранов (для дренажа нефти) между предохранительным клапаном и запорной арматурой на входе без подключения к закрытой дренажной системе.

8.11.15 Технологические узлы с предохранительными устройствами должны размещаться на бетонной площадке.

8.11.16 При поддержании давления на входе НПС с РП с помощью регуляторов давления для исключения самотечных участков по трассе нефтепровода, должен предусматриваться узел с предохранительными устройствами №3 до узла регулирования давления, необходимость которого должна подтверждаться расчетами переходных процессов при моделировании несанкционированного перекрытия узла РД. Давление настройки данных предохранительных клапанов должно приниматься на 0,2 МПа выше максимального рабочего давления, возникающего при регулировании с помощью узла РД. При этом давление настройки автоматической задвижки (устанавливаемой до текущих задвижек НПС) должно приниматься на 0,25 МПа выше уставки регулирования.

8.11.17 Емкость резервуаров аварийного сброса должна обеспечивать прием нефти из расчета максимального поступления нефти на НПС за 1 час. Количество резервуаров должно быть не менее двух и рассчитываться исходя из обеспечения приема указанного объема нефти в случае вывода одного резервуара в ремонт.

8.11.18 Трубопровод сброса нефти от узла с предохранительными устройствами должен быть подключен в нижний пояс резервуара через отдельный ПРП независимо от ПРП откачки нефти из резервуара аварийного сброса. Линия сброса должна быть оборудована обратными затворами, устанавливаемыми в каре перед каждым сбросным резервуаром. Для возможности проведения ремонтных работ резервуара аварийного сброса, необходимо предусматривать установку очковой заглушки до обратного клапана.

8.11.19 В случае подключения сбросного трубопровода через крышу резервуара (для действующих НПС) линия откачки должна быть оборудована электроприводной задвижкой, которая в процессе эксплуатации должна находиться в закрытом положении. При этом коренные задвижки аварийных резервуаров должны быть открыты.

Установка понтонов в резервуарах, предназначенных для аварийного сброса нефти, запрещается.

8.11.20 Необходимость выполнения электрообогрева и тепловой изоляции для надземных трубопроводов обвязки узлов с предохранительными устройствами определяется в зависимости от температуры застывания перекачиваемой нефти и температуры окружающего воздуха рассматриваемого региона.

8.12 Требования по обеспечению очистки перекачиваемой нефти

8.12.1 Для очистки перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов на входе НПС должен предусматриваться узел фильтрации, состоящий из фильтров-грязеуловителей горизонтального исполнения. Необходимость установки ФГГ на ПСП при сдаче нефти потребителю определяется на стадии проектирования. Для заполнения опорожненных горизонтальных фильтров-грязеуловителей используется шаровый кран, который должен устанавливаться на дренажной линии горизонтальных ФГГ. Указанный

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

шаровой кран должен быть рассчитан на номинальное давление фильтров-грязеуловителей. Заполнение горизонтальных фильтров-грязеуловителей после их опорожнения производится путем закрытия шарового крана на дренажной линии горизонтальных ФГГ и открытия секущих задвижек на дренажных трубопроводах заполняемого и работающих фильтров-грязеуловителей.

Диаметр отверстий фильтрующего элемента фильтров-грязеуловителей в зависимости от требований к магистральным и подпорным насосным агрегатам составляет 4 мм, 8 мм, 12 мм.

8.12.2 Для очистки перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов на приеме ПНА должны устанавливаться фильтры-решетки соответствующие ОТТ-75.180.00-КТН-179-10.

8.12.3 На линиях подачи нефти к причальным сооружениям должна быть предусмотрена установка фильтров-решеток с фланцевым соединением.

8.12.4 Необходимость выполнения электрообогрева и тепловой изоляции для фильтров-грязеуловителей и надземных трубопроводов обвязки фильтров-грязеуловителей определяется в зависимости от температуры застывания перекачиваемой нефти и температуры окружающего воздуха рассматриваемого региона.

8.12.5 В случае транспортировки нефти с отрицательной температурой фильтры-грязеуловители и надземные трубопроводы обвязки фильтров-грязеуловителей должны предусматриваться в тепловой изоляции с электрообогревом и должны предусматриваться следующие мероприятия для исключения шуги (включений льда в нефти) без извлечения фильтрующего элемента из корпуса ФГГ:

- мощность электроподогрева должна обеспечивать разогрев нефти в ФГГ до температуры 5°С за период не менее 8 ч.;
- должен быть обеспечен 100 % резерв ФГГ;
- ФГГ должны быть установлены на повышенную пропускную способность.

Резервный ФГГ должен находиться в заполненном состоянии, выкидная задвижка – в открытом положении.

Фильтры-грязеуловители должны быть оснащены быстросъемными затворами. Дренажный трубопровод от ФГУ необходимо предусматривать в ближайшую емкость для сбора утечек и дренажа с обеспечением уклона в сторону емкости для сбора утечек и дренажа не менее 0,002.

8.12.6 Для отбора давления между входным и выходным коллекторами фильтров-грязеуловителей необходимо предусматривать трубопровод *DN* 100, который должен прокладываться подземно. Клиновые задвижки или шаровые краны *DN* 100 на этом трубопроводе должны устанавливаться подземно в герметичном колодце. Оборудование КИП и А должно быть установлено в утепленном шкафу надземного размещения.

8.12.7 На НПС с РП для обеспечения надежной работы подпорных насосов необходимо предусматривать на входе насоса установку ФГУ.

8.12.8 При проектировании должен быть выполнен расчет напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов и нагрузок (сил и моментов) на патрубки ФГУ.

Расчетные усилия и моменты на патрубки ФГУ не должны превышать допусковых в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-179-10.

8.13 Требования к регулированию давления

8.13.1 Для поддержания давления на входе и выходе НПС возможны следующие способы регулирования давления:

- а) регулирование давления дросселированием потока;
- б) регулирование давления путем изменения частоты вращения насоса с применением гидромфты;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

в) регулирование давления путем изменения частоты вращения насосного агрегата с применением ЧРП.

На стационарных режимах транспортировки нефти дросселирование потока на выходе НПС не допускается.

8.13.2 Для поддержания заданных величин давлений (минимального на входе и максимального на выходе МН) дросселирование потока на выходе НПС допускается в следующих случаях:

- в переходных процессах, связанных с пуском, отключением МНА по НПС;
- на режимах заполнения линейной части МН;
- при проведении операций по пропуску СОД;
- при поверке счетчиков СИКН;
- при отключении лупингов линейной части МН;
- на период проведения работ на линейной части МН требующих снижения давления (устранение дефектов, монтажа и ликвидации вантузов);
- при наличии в трубопроводе партии нефти с реологическими свойствами, резко отличающимися от расчетных свойств перекачиваемой нефти;
- при внеплановом изменении режимов транспортировки нефти, продолжительностью на срок не более 168 часов.

Регулирование давления на НПС с изменением частоты вращения насоса путем применения гидромурфты применяется в следующих случаях:

- если регулирование частоты вращения ниже номинальной производится только в случае переходных процессов (при переходе с режима на режим, отключение, включение насосных агрегатов на НПС нефтепровода и др.);
- нефтепровод с номинальным давлением на выходе НПС до 7,5 МПа.

Регулирование давления на НПС путем применения ЧРП применяется в следующих случаях:

- если требуется регулирование по максимальному давлению на входе НПС в соответствии с несущей способностью линейной части.
- если регулирование частоты вращения насосного агрегата требуется в стационарных режимах перекачки, например при изменении качества нефти (вязкости) в процессе перекачки, либо при переменной подаче, что может быть связано с осуществлением сброса/подкачки нефти. Установка ЧРП должна подтверждаться технико-экономическими показателями.

Способ регулирования давления (с применением ЧРП, либо гидромурфты) указывается в задании на проектирование.

Время перемещения исполнительного механизма из одного крайнего положения в другое (0 – 100 % закрытия) для систем автоматического регулирования давления МНС должно находиться в диапазоне от 8 до 25 с, в зависимости от диаметра нефтепровода:

- для нефтепровода DN 1200 в диапазоне 8 – 10 секунд;
- для нефтепровода DN 1000 в диапазоне 12 – 15 секунд;
- для нефтепровода DN 800 и менее в диапазоне 20 – 25 секунд.

Время перемещения исполнительного механизма из одного крайнего положения в другое (0 – 100 % закрытия) для остальных систем автоматического регулирования должно находиться в диапазоне от 8 до 100 с, в зависимости от диаметра нефтепровода:

- для нефтепровода DN 1200 в диапазоне 8 – 100 секунд;
- для нефтепровода DN 1000 в диапазоне 12 – 100 секунд;
- для нефтепровода DN 800 и менее в диапазоне 20 – 100 секунд;

Для узлов РД на входе НПС с РП время перемещения исполнительного механизма из одного крайнего положения в другое (0 – 100 % закрытия) должно проверяться расчетом нестационарных процессов и находиться в пределах вышеуказанного диапазона.

ЧРП, гидромурфта и МНА (ПНА) в целом должны обеспечивать скорость изменения частоты вращения вала насоса в диапазоне:

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- при номинальной частоте вращения 3000 об/мин от 100 до 150 об/мин за секунду, в том числе на холостом ходу;
- при номинальной частоте вращения 1500 об/мин от 50 до 75 об/мин за секунду, в том числе на холостом ходу.

Диапазон изменения частоты вращения вала насоса при регулировании с помощью ЧРП или гидромурфты: от 50% до 100%.

8.13.3 Регуляторы давления должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-177-10. Схема узла регулирования должна предусматривать прямые участки до и после регулирующих устройств длиной не менее 5 диаметров. Перепад давления на двух полностью открытых регулирующих устройствах не должен превышать 0,02 МПа. Пропускная способность узла регулирования давления на выходе МНС, должна равняться расчетной пропускной способности МН с учетом вывода одного из регуляторов в ремонт. Присоединение к трубопроводу должно быть фланцевое, материал ответных фланцев должен обеспечивать приварку к трубопроводам в соответствии с действующей НТД и требованиям ОАО «АК «Транснефть».

8.13.4 Коллектор магистральной насосной станции от входа первого насоса до узла регулирования должен быть рассчитан на давление 7,5 МПа.

8.13.5 Регуляторы давления должны размещаться надземно на открытой бетонной площадке без укрытия.

8.13.6 Дренажная линия от регуляторов давления должна подключаться к ближайшей дренажной емкости с обеспечением уклона в сторону дренажной емкости не менее 0,002.

8.13.7 Высота регуляторов давления от уровня бетонной площадки до оси трубопровода должны быть не более 1,5 м независимо от диаметра трубопровода.

8.13.8 При использовании в качестве регулирования давления гидромурфты или частотно-регулируемого привода коллектор магистральной насосной станции от входа первого насоса до выхода из магистральной насосной станции должен быть рассчитан на давление 7,5 МПа.

8.13.9 При использовании регулирования давления на входе и выходе магистральной насосной станции с помощью ЧРП или гидромурфты предусматривать их установку на каждый МНА.

8.13.10 Если на двух смежных НПС с РП не предусмотрена схема работы «из насоса в насос», то на первой по ходу НПС допускается не устанавливать систему регулирования давления.

8.13.11 Применение запорной арматуры (задвижки) для регулирования давления (расхода) методом дросселирования потока не допускается.

8.13.12 При проектировании должен быть выполнен расчет напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов и нагрузок (сил и моментов) на патрубки регулятора давления.

8.14 Требования к ССВД

8.14.1 Применение ССВД должно обосновываться расчётами нестационарных процессов.

8.14.2 ССВД должна обеспечивать снижение воздействия на МН волны давления, возникающей при переходных процессах (остановка НПС, отключение насосного агрегата и т.д.). ССВД должна обеспечивать сброс части потока нефти из приемной линии МН в резервуары-сборники, снижая величину и скорость роста давления до величины, не превышающей несущей способности трубопровода на технологическом участке.

8.14.3 Технические характеристики ССВД должны определяться на основании расчетов переходных процессов.

8.14.4 Давление настройки гидропневмоаккумуляторов должно устанавливаться в диапазоне от 0,4 МПа до 3,0 МПа и определяться в проектной документации.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.14.5 Скорость роста давления на входе НПС при работе ССВД должна регулироваться в диапазоне от 0,01 МПа/с до 0,06 МПа/с.

8.14.6 Скорость роста давления на входе НПС при работе ССВД определяется как средняя скорость роста давления за время работы ССВД.

8.14.7 Точность настройки скорости роста давления $\pm 0,01$ МПа/с.

8.14.8 Клапаны ССВД должны срабатывать при скачке давления в трубопроводе в диапазоне от 0,1 до 0,4 МПа над давлением настройки гидропневмоаккумуляторов при скорости роста давления, превышающей величину, установленную настройкой.

8.14.9 Число резервных клапанов должно определяться из условия: до четырех рабочих – один резервный.

8.14.10 ССВД должна устанавливаться на байпасном трубопроводе приёмной линии НПС после ФГГ. До исполнительных органов (клапанов) ССВД должна предусматриваться установка задвижек с электроприводом, отключающих каждый клапан ССВД. Диаметр байпасного трубопровода должен выбираться так, чтобы площадь сечения его была не менее половины площади сечения приемной линии.

8.14.11 После исполнительных органов (клапанов) ССВД должна предусматриваться установка сигнализаторов наличия потока нефти и задвижек с ручным управлением. Задвижки должны быть опломбированы в открытом положении. Датчики потока должны быть накладными.

8.14.12 Объём резервуаров-сборников для сброса нефти от блока ССВД должен быть не менее:

- а) для НПС на нефтепроводе менее $DN 700 - 150 \text{ м}^3$;
- б) для НПС на нефтепроводе $DN 700$ и $DN 800 - 200 \text{ м}^3$;
- в) для НПС на нефтепроводе $DN 1000 - 400 \text{ м}^3$;
- г) для НПС на нефтепроводе $DN 1200 - 500 \text{ м}^3$.

Объём емкостей для аварийного сброса уточняется по результатам расчетов переходных процессов. Объём емкостей должен обеспечивать прием нефти в объёме двух последовательных сбросов (с учетом выведения одной емкости в ремонт).

8.14.13 Сброс нефти при срабатывании ССВД должен осуществляется по отдельным трубопроводам в резервуары-сборники. В качестве емкости для аварийного сброса нефти должны использоваться подземные горизонтальные стальные резервуары единичной емкостью 100 и 50 м^3 , количество которых определяется в зависимости от диаметра трубопровода в соответствии с 8.14.12. Минимальное количество резервуаров – два.

8.14.14 Трубопровод сброса нефти в резервуары-сборники должен обеспечивать равномерное заполнение каждого резервуара (при сбросе в два резервуара). Обязанность резервуаров-сборников должна иметь уравнительную систему с противоположной стороны емкости относительно линии сброса.

8.15 Требования к системе дренажа, сбора утечек и резервуарам-сборникам

8.15.1 Система дренажа должна быть предназначена для освобождения технологического оборудования от нефти. Освобождение технологического оборудования от нефти производится путем открытия дренажных задвижек. Система сбора утечек должна быть предназначена для отвода утечек нефти из оборудования. Сбор утечек и дренаж технологического оборудования должен осуществляться по отдельным трубопроводам в подземные горизонтальные дренажные емкости (резервуары-сборники).

8.15.2 Объём резервуаров-сборников при магистральной насосной (для НПС с РП и промежуточных НПС, не оборудованных системой ССВД) должна быть на нефтепроводе от $DN 700$ до $DN 1200$ – не менее 80 м^3 (две емкости по 40 м^3), на нефтепроводе менее $DN 700$ – не менее 40 м^3 (две емкости по 20 м^3).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

В резервуарах-сборниках в зависимости от характеристики нефти (проектная вязкость, температура застывания) и температуры окружающей среды могут предусматриваться подогреватели, тип подогревателей определяется техническим заданием на проектирование.

8.15.3 Опорожнение резервуаров-сборников должно выполняться электронасосными агрегатами во взрывозащищенном исполнении.

Насосные агрегаты откачки нефти из емкостей аварийного сброса и емкостей сбора утечек нефти и дренажа НПС должны быть полупогружными по ОТТ-23.080.00-КТН-138-09.

Подача насоса откачки нефти должна выбираться исходя из максимального допустимого времени опорожнения этих емкостей.

Для промежуточных НПС без РП при наличии ССВД подача насосов откачки нефти из резервуаров аварийного сброса принимается исходя из времени опорожнения резервуаров не более 3 часов.

Подача насосов откачки нефти из емкостей сбора утечек нефти и дренажа принимается исходя из времени опорожнения емкостей не более 1 часа.

Напор насоса откачки нефти для НПС без РП должен выбираться с учетом величины проходящего давления при остановленной НПС, для НПС с РП – исходя из допустимого давления в технологических трубопроводах РП.

Установка насосного агрегата откачки нефти должна производиться непосредственно на патрубках емкости сбора утечек нефти и дренажа. Допускается установка насосных агрегатов для откачки нефти из емкостей аварийного сброса непосредственно на патрубок емкости в случае, если требуемое количество емкостей не превышает две штуки, в противном случае установку насосов откачки следует выполнять на отдельной площадке в стакане.

8.15.4 Трубопроводы системы дренажа и системы сбора утечек должны прокладываться отдельно и соединяться в конце общего дренажного коллектора, после его подключения ко всем резервуарам-сборникам.

Подключение трубопроводов вспомогательных систем к магистральным насосным агрегатам и горизонтальным подпорным насосным агрегатам следует предусматривать через виброгасящие рукава.

Трубопроводы дренажа и сбора утечек из насосных агрегатов должны оборудоваться узлом пропарки.

Трубопроводы дренажной системы должны использоваться для заполнения и опрессовки магистральных насосов и ФГУ.

В начальных точках трубопроводов дренажа, отвода утечек и отвода масла от МНА должны быть предусмотрены узлы для продувки трубопроводов, обустроенные штуцером с арматурой и заглушкой.

8.15.5 На НПС с РП должны быть предусмотрены следующие диаметры дренажных трубопроводов:

- а) общий дренажный коллектор у резервуаров-сборников – $DN 200$;
- б) от ФГУ до общего дренажного коллектора – $DN 150$;
- в) от входных и напорных трубопроводов магистральных насосов до дренажного коллектора магистральных насосов – $DN 50$;
- г) от дренажного коллектора магистральных насосов до общего дренажа коллектора – $DN 150$;
- д) от регуляторов давления до дренажного коллектора регуляторов давления – $DN 50$;
- е) от регуляторов давления до дренажного коллектора узла регулирования давления – $DN 50$;
- ж) от дренажного коллектора узла регулирования давления до коллектора, идущего от ФГУ к общему дренажному коллектору – $DN 150$;
- и) от подпорной насосной до коллектора, идущего от ФГУ к общему дренажному коллектору – $DN 100$.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.15.6 На НПС без РП должны быть предусмотрены следующие диаметры дренажных трубопроводов:

- а) общий дренажный коллектор у резервуаров-сборников – $DN\ 200$;
- б) от ФГУ до общего дренажного коллектора – $DN\ 150$;
- в) от входных и напорных трубопроводов магистральных насосов до дренажного коллектора магистральных насосов – $DN\ 50$;
- г) от дренажного коллектора магистральных насосов до общего дренажа коллектора – $DN\ 150$;
- д) от узла регулирования давления до дренажного коллектора регуляторов давления – $DN\ 50$;
- е) от дренажного коллектора узла регулирования давления до коллектора, идущего от ФГУ к общему дренажному коллектору – $DN\ 100$;
- ж) от ССВД до дренажного коллектора ССВД – $DN\ 50$;
- и) от дренажного коллектора ССВД до коллектора, идущего от ФГУ к резервуарам – $DN\ 100$.

8.15.7 Трубопроводы сбора утечек вне зданий должны прокладываться в теплоизоляции или теплоизоляции с электрообогревом (в зависимости от характеристики нефти: проектная вязкость, температура застывания и температуры окружающей среды).

8.15.8 По всей протяженности трубопроводов дренажа и сбора утечек должен быть обеспечен постоянный уклон в сторону дренажной емкости (резервуара) не менее 0,002 и исключены местные провисы для обеспечения полного освобождения трубопроводов и оборудования от нефти.

8.15.9 Требования к резервуарам-сборникам

8.15.9.1 Емкость подземная горизонтальная дренажная и резервуар горизонтальный стальной предназначены для слива светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата (в том числе в смеси с водой), промывочной жидкости (растворы моющих средств).

Резервуар горизонтальный стальной для аварийного сброса нефти и нефтепродуктов предназначен для сброса нефти и нефтепродуктов от систем сглаживания волн давления.

Материалы и конструкция резервуаров-сборников должны соответствовать климатическим условиям района их установки.

Резервуары-сборники должны соответствовать требованиям ОТТ-23.020.01-КТН-216-10.

8.15.9.2 Резервуары-сборники должны устанавливаться подземно на бетонное основание.

8.15.9.3 Люки резервуаров-сборников должны быть расположены на 500 мм выше поверхности земли после засыпки резервуаров.

8.15.9.4 Резервуары-сборники должны быть заземлены и иметь внутреннее и наружное антикоррозионное покрытие, соответствующее требованиям раздела 10 настоящего документа.

8.15.9.5 На каждом резервуаре-сборнике должно быть предусмотрено следующее оборудование:

- а) клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем;
- б) замерный люк;
- в) люк-лаз;
- г) патрубок для установки насоса;
- д) сигнализатор уровня;
- е) измеритель уровня;
- ж) патрубок для возможного подключения передвижного насосного агрегата.

Резервуары-сборники при необходимости (в зависимости от условий эксплуатации и назначения) должны быть оснащены внутренним подогревателем.

8.15.9.6 Подключение трубопроводов к резервуару должно быть безфланцевое.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.15.9.7 Резервуары-сборники должны быть оборудованы газо-воздушной линией. Соединение газо-воздушных трубопроводов должно выполняться без тройников прямыми врезками.

8.15.9.8 Внутри резервуара-сборника должна предусматриваться запорная арматура с ручным приводом и выводом управления через люк на высоту не менее 600 мм над уровнем земли.

8.15.9.9 Резервуар-сборник должен быть оборудован искробезопасной лестницей (алюминиевой или омедненной) для доступа внутрь резервуара.

8.16 Требования к запорной арматуре и затворам обратным

8.16.1 Трубопроводная арматура (запорная арматура, обратные клапаны) должна соответствовать общим техническим требованиям, утвержденным ОАО «АК «Транснефть» для каждого вида арматуры.

8.16.2 При проектировании НПС в зонах с интенсивностью сейсмического воздействия свыше 6 баллов по MSK-64 [13], вся трубопроводная арматура должна применяться в сейсмостойком исполнении.

8.16.3 Соединение трубопроводной арматуры с основными технологическими и вспомогательными трубопроводами должно быть сварным.

8.16.4 Соединение трубопроводной арматуры с надземными трубопроводами вспомогательных систем и оборудованием допускается выполнять фланцевым с применением прокладок из терморасширенного графита.

8.16.5 Трубопроводная арматура, устанавливаемая на подземных трубопроводах, должна устанавливаться без сооружения колодцев.

Запорная арматура на подземных трубопроводах должна размещаться в прямках с его засыпкой легковесным материалом (щебень, ПГС, гравий керамзитовый). Уровень засыпки должен быть не менее чем на 100 мм ниже фланца корпуса основного разъема арматуры. Сальниковые узлы должны находиться выше уровня засыпки не менее чем на 100 мм.

8.16.6 Установка запорной арматуры и затворов обратных должна обеспечивать доступ для обслуживания фланцевых соединений и сальниковых устройств.

8.16.7 Все задвижки, узлы обслуживания которых расположены на расстоянии более 1,4 м от планировочной отметки, следует оборудовать стационарными площадками обслуживания с лестницами и ограждением, отвечающие требованиям 9.4.19. Для шиберных задвижек DN 500 - DN 1200 допускается установка площадок обслуживания с опиранием на корпус задвижки.

8.16.8 На основных технологических трубопроводах более DN 350 должны применяться шиберные задвижки. На трубопроводах DN 350 и менее возможна установка шиберных, клиновых задвижек и шаровых кранов. В зависимости от назначения технологических трубопроводов следует предусматривать установку запорной арматуры в соответствии с классификацией, приведенной в таблице 8.3.

Т а б л и ц а 8.3 – Классификация запорной арматуры основных технологических трубопроводов

№ п/п	Наименование объекта	Вид арматуры	Класс герметичности затвора	Номинальный диаметр, DN	Номинальное давление, PN МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом, управление)
1	2	3	4	5	6	7
1	Нагнетательные и всасывающие линии	Шиберная задвижка	A	более 350	8,0	сварное, электропривод

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы 8.3

№ п/п	Наименование объекта	Вид арматуры	Класс герметичности затвора	Номинальный диаметр, DN	Номинальное давление, PN МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом, управление)
1	2	3	4	5	6	7
2	Нагнетательные и всасывающие линии магистральных насосов (агрегатные задвижки)	Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	8,0	сварное, электропривод
3	Приёмные (всасывающие) линии подпорных насосов (агрегатные задвижки)	Шиберная задвижка	A	более 350	1,6	сварное, электропривод
4		Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	1,6	сварное, электропривод
5	Выкидные (нагнетательные) линии подпорных насосов (агрегатные задвижки).	Шиберная задвижка	A	более 350	2,5	сварное, электропривод
6		Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	2,5	сварное, электропривод
Технологические трубопроводы НПС						
7	Технологические трубопроводы РП.	Шиберная задвижка	A	более 350	1,6	сварное, электропривод
8		Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	1,6	сварное, электропривод
9	Технологические трубопроводы на входе и выходе узла предохранительных клапанов №1 и выходе узла №2.	Шиберная задвижка	A	более 350	1,6	сварное, ручное
10		Клиновья задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	1,6	сварное, ручное
11	Участок технологических трубопроводов между магистральной и подпорной насосной–вход и выход узла предохранительных клапанов №2.	Шиберная задвижка	A	более 350	2,5	сварное, электропривод
12		Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	2,5	сварное, электропривод

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 8.3

№ п/п	Наименование объекта	Вид арматуры	Класс герметичности затвора	Номинальный диаметр, DN	Номинальное давление, PN МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом, управление)
1	2	3	4	5	6	7
13	Участок технологических трубопроводов от задвижки на приёме НПС до входа в магистральную насосную (включая ФГГ и ССВД)	Шиберная задвижка	A	более 350	4,0	сварное, электропривод
14	Участок технологических трубопроводов от задвижки на приеме НПС до входа в магистральную насосную (включая ФГГ и ССВД)	Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	4,0; 6,3*	сварное, электропривод
15	Участок технологических трубопроводов от насосной до задвижки на выходе НПС (включая узел регулирования давления).	Шиберная задвижка	A	более 350	8,0	сварное, электропривод
16	Участок технологических трубопроводов от задвижки на выходе НПС (включая узел регулирования давления).	Клиновья, шиберная задвижка, шаровой кран	A	350 и менее	8,0	сварное, электропривод
* Проходящее давление более 4,0 МПа						

8.16.9 В зависимости от назначения вспомогательных трубопроводов следует предусматривать установку запорной арматуры в соответствии с классификацией, приведенной в таблице 8.4.

При надземной установке запорной арматуры должны применяться шаровые краны и клиновые задвижки, а при подземной установке только шаровые краны. Шаровые краны должны соответствовать ОТГ-23.060.30-КТН-048-10 и могут использоваться с номинальным диаметром до DN 300 включительно.

Т а б л и ц а 8.4 – Классификация запорной арматуры вспомогательных трубопроводов

№ п/п	Наименование объекта	Вид арматуры	Класс герметичности затвора	Номинальный диаметр, DN	Номинальное давление, PN, МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом, управление)
1	2	3	4	5	6	7
1	ФГГ	Кран шаровой	A	до 300	4,0; 6,3 ¹⁾	сварное, ручное

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы 8.4

№ п/п	Наименование объекта	Вид арматуры	Класс герметичности затвора	Номинальный диаметр, DN	Номинальное давление PN, МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом, управление)
1	2	3	4	5	6	7
2	Блок ССВД	Кран шаровой	A	до 100	4,0; 6,3 ¹⁾	сварное, ручное
		Клиновaя задвижка	A	от 100 до 300	4,0; 6,3 ¹⁾	сварное, ручное
3	Узел регулирования давления на выходе магистральной насосной	Кран шаровой	A	до 100	8,0	сварное, ручное
		Клиновaя задвижка	A	от 100 до 300		сварное, ручное
4	Узел регулирования давления «до себя» («после себя»)	Кран шаровой	A	до 100		сварное, ручное
		Клиновaя задвижка	A	от 100 до 300	4,0; 6,3 ¹⁾	сварное, ручное
5	Магистральная насосная станция	Кран шаровой	A	до 300	1,6	сварное, ручное
					8,0	сварное, ручное
6	Подпорная насосная	Кран шаровой	A	до 100	1,6	сварное, ручное
					2,5	сварное, ручное
7	РП	Кран шаровой	A	до 300	1,6	сварное, ручное
8	Резервуары аварийного сброса	Кран шаровой	A	до 100	1,6	сварное, ручное
9	Емкости дренажные (НПС с РП)	Задвижка клиновaя. Кран шаровой	A	до 300	4,0	сварное, ручное с позиционным ручным регулированием ²⁾
		Задвижка клиновaя. Кран шаровой	A		1,6	сварное, электропривод ³⁾
		Кран шаровой	A		4,0	сварное, электропривод ⁴⁾
		Кран шаровой	A		1,6	сварное, ручное электропривод ³⁾
10	Резервуары-сборники (НПС без РП)	Кран шаровой	A	до 100	1,6	сварное, ручное электропривод ³⁾
11	Система смазки и охлаждения без обвязки насосного агрегата	Кран шаровой	B	до 150	1,6	фланцевое, ручное

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 8.4

№ п/п	Наименование объекта	Вид арматуры	Класс герметичности затвора	Номинальный диаметр, DN	Номинальное давление PN, МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом, управление)
1	2	3	4	5	6	7
12	Маслосистема	Кран шаровой	В	до 150	1,6	фланцевое, ручное
13	Насосная станция обратного водоснабжения	Кран шаровой	В	до 100	1,6	фланцевое, ручное
		Задвижка клиновая. Кран шаровой	В	100 и более	1,6	фланцевое, ручное
14	Насосная станция пожаротушения, помещения при резервуарах противопожарного запаса воды, сухотрубные участки пено-, водо-, растворопроводов в каре резервуаров, в зданиях (помещениях), защищаемых автоматическими установками пожаротушения, а также на узлах и гребенках для подключения мобильных средств пожаротушения	Кран шаровой	А	50 и более	1,6	фланцевое, ручное
		Задвижка клиновая.	А	50 и более	1,6	фланцевое, ручное, электропривод

¹⁾ При проходящем давлении более 4,0 МПа.

²⁾ Шаровой кран с ручным позиционным регулированием устанавливаемый на байпасном трубопроводе и обеспечивающий дросселирование потока нефти полупогружных электронасосных агрегатов откачки утечек при давлении в приемном трубопроводе магистральной насосной станции ниже 2,8 МПа.

Шаровой кран с ручным позиционным регулированием применяется на НПС без РП для установки на трубопроводе подачи нефти к резервуарам для хранения топлива для котельной с целью регулирования производительности.

³⁾ Запорная арматура с электроприводом применяется для установки на трубопроводе подачи нефти к резервуарам для хранения топлива для котельной и обеспечивает автоматическое перекрытие трубопровода при достижении максимального уровня взлива в резервуарах.

⁴⁾ Запорная арматура, задействованная в автоматизации технологического процесса откачки утечек из резервуаров-сборников и наливу нефти в резервуары для хранения топлива для котельной.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.16.10 Задвижки шиберные должны соответствовать требованиям ОТТ-23.060.30-КТН-246-08.

8.16.11 Задвижки клиновые должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-164-10.

8.16.12 В зависимости от назначения технологических трубопроводов следует предусматривать установку затворов обратных в соответствии с классификацией, приведенной в таблице 8.5 и требованиями п.8.16.14 настоящего документа.

8.16.13 Затворы обратные должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-352-09. При проектировании требования к затворам обратным должны определяться на основании серийных аналогов оборудования, включенных в «Реестр ОВП» на основные виды материалов и оборудования, закупаемых ОАО «АК «Транснефть», в соответствии с ОР-03.120.20-КТН-083-12.

8.16.14 При проектировании должен быть выполнен расчет напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов и нагрузок (сил и моментов) на патрубки запорной арматуры и затворов обратных.

Расчетные усилия и моменты на патрубки запорной арматуры и затворов обратных не должны превышать допускаемых в соответствии с требованиями ОТТ-23.060.30-КТН-246-08, ОТТ-75.180.00-КТН-164-10, ОТТ-23.060.30-КТН-048-10, ОТТ-75.180.00-КТН-352-09.

Т а б л и ц а 8.5 – Классификация затворов обратных

№ п/п	Наименование объекта	Быстродействие	Номинальное давление, МПа	Конструктивные особенности (соединение с трубопроводом)
1	2	3	4	5
1	Затворы обратные между нагнетательными и всасывающими линиями магистральных насосов	быстродействующий – время срабатывания не более 1 с	8,0	сварное
2	Затворы обратные на выходе магистральной насосной	быстродействующий – время срабатывания не более 1 с	8,0	сварное
3	Выкидные линии подпорных насосов	быстродействующий – время срабатывания не более 1 с	2,5	сварное
4	Выкидные линии полупогружных электронасосных агрегатов дренажных емкостей	быстродействующий – время срабатывания не более 1 с	1,6; 4,0*; 6,3*	сварное
5	Технологические трубопроводы НПС			
5.1	Технологические трубопроводы на выходе узлов с предохранительными устройствами № 1 и № 2	быстродействующий – время срабатывания не более 1 с	1,6	сварное
5.2	Технологические трубопроводы между подпорной насосной и магистральной насосной станцией	быстродействующий – время срабатывания не более 1 с	2,5	сварное

* Для НПС без РП

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.17 Требования к технологическим трубопроводам

8.17.1 Прокладка технологических трубопроводов по территории площадки НПС должна осуществляться в соответствии с требованиями СП 18.13330.2011, СНиП 3.05.05-84.

8.17.2 Прокладка технологических трубопроводов должна предусматриваться подземная, за исключением следующих участков:

- а) обвязки ФГГ;
- б) обвязки узла регулирования давления;
- в) обвязки узла с предохранительными устройствами;
- г) обвязки блока ССВД;
- д) приемо-раздаточные патрубки резервуаров;
- е) технологические трубопроводы СИКН;
- ж) обвязка насосов откачки утечек;
- и) обвязка подпорных насосных агрегатов.

8.17.3 В районах распространения многолетнемерзлых грунтов, в целях сохранения температурного режима грунтов, прокладка технологических трубопроводов выполняется надземной в соответствии с СП 116.13330.2012.

Для гарантированного сохранения грунтов в мерзлом состоянии при подземной прокладке трубопроводов необходимо предусматривать следующие решения:

- использование труб в теплоизоляции;
- использование термостабилизаторов для поддержания грунтов в твердомерзлом состоянии.

8.17.4 Проектирование технологических трубопроводов на площадках НПС с сейсмичностью 7 и более баллов должно осуществляться с учетом сейсмических воздействий.

8.17.5 Диаметры технологических трубопроводов НПС с РП и НПС без РП на участках от узла пуска-приема (пропуска) СОД до ФГГ, от ФГГ до узла с предохранительными устройствами №1, от узла с предохранительными устройствами №1 до резервуаров аварийного сброса нефти и сборного коллектора РП, от сборного коллектора РП до сборного коллектора подпорной насосной, от подпорной насосной до магистральной насосной станции, от магистральной насосной станции до узла регулирования давления, от узла регулирования давления до узла пуска-приема (пропуска) СОД, от узла с предохранительными устройствами №2 до резервуаров аварийного сброса нефти, от блока ССВД до резервуаров-сборников, должны приниматься равными диаметру магистрального нефтепровода. При диаметре магистрального нефтепровода 1067 мм диаметры указанных участков технологических трубопроводов принимать равным 1020 мм.

Диаметры остальных участков технологических трубопроводов должны определяться на основании гидравлических расчетов с учетом 8.4 настоящего документа.

Отношение наружного диаметра трубопровода к номинальной толщине стенки не должно превышать 100.

Номинальная толщина стенки для трубопроводов диаметром 1020 мм и более должна приниматься не менее 12 мм.

8.17.6 Не допускается врезка в нижнюю образующую технологических трубопроводов или оборудования патрубков с запорной арматурой или заглушками с фланцевыми соединениями, образующих тупиковые участки без возможности их промывки.

8.17.7 Расчет технологических трубопроводов на прочность выполняется в соответствии с расчетами на прочность нефтепровода по РД «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования».

8.17.8 В зависимости от рабочего (номинального) давления технологические трубопроводы подразделяются на категории в соответствии с таблицами 8.6 – 8.9.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.17.9 Для выпуска/впуска воздуха и газовой смеси из технологического трубопровода при заполнении нефтью после строительства и при эксплуатации должен предусматриваться вантуз с краном DN 32 (DN25):

- в резервуарном парке, по одному на каждом трубопроводе, у коренной задвижки с противоположной стороны от резервуара;
- в узле с предохранительными устройствами, между предохранительным клапаном и запорной арматурой, на выходе клапана;
- в подпорной насосной с вертикальными ПНА на выкидном трубопроводе между ПНА и обратным затвором;
- в узле регулирования давления, между регулятором давления и запорной арматурой, на входе или выходе регулятора;
- в системе дренажа и сбора утечек между выходным патрубком полупогружного насоса и обратным затвором;
- в других наивысших точках надземного технологического трубопровода при соответствующем обосновании (для обеспечения гарантированного заполнения в случае недостаточности вантузов изложенных выше), но не более 2-х.

Таблица 8.6 – Категории технологических трубопроводов НПС с РП с давлением на выходе НПС 6,3 МПа

№ п/п	Категория	Рабочее давление, МПа	Технологические трубопроводы
1	2	3	4
1	P1	4,0	Трубопровод от узла пуска-приема (пропуска) СОД до ФГУ.
2	P2	7,5	Трубопровод от магистральной насосной станции до узла регулирования давления. Трубопроводы обвязки магистральной насосной станции. Трубопроводы обвязки узла регулирования давления.
3	P3	1,6	Дренажные трубопроводы от ФГГ, подпорной насосной, магистральной насосной станции, узла регулирования давления до емкости для сбора утечек нефти и дренажа. Трубопровод от ФГГ до узла с предохранительными устройствами №1. Трубопровод от узлов с предохранительными устройствами №1 и №2 до резервуаров аварийного сброса нефти. Трубопровод от узла с предохранительными устройствами №1 до РП. Трубопровод от РП до входного патрубка подпорных насосов. Трубопроводы обвязки узла с предохранительными устройствами № 1. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных электронасосных агрегатов емкости для сбора утечек нефти и дренажа к резервуарам для хранения топлива для котельной. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости до РП, подпорной насосной. Трубопровод от автоматизированной задвижки аварийного сброса, устанавливаемой перед узлом подключения станции, к резервуарам аварийного сброса.
4	P4	6,3	Трубопровод от узла регуляторов давления до узла пуска-приема (пропуска) СОД.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 8.6

№ п/п	Категория	Рабочее давление, МПа	Технологические трубопроводы
1	2	3	4
5	P5	2,5	Трубопровод от подпорной насосной до магистральной насосной станции. Трубопроводы обвязки подпорной насосной от выходного патрубка насосов. Трубопроводы обвязки узла с предохранительными устройствами № 2.

Таблица 8.7 – Категории технологических трубопроводов НПС с РП с давлением на выходе НПС 7,5 МПа.

№ п/п	Категория	Рабочее давление, МПа	Технологические трубопроводы
1	2	3	4
1	P1	4,0	Трубопровод от узла пуска-приема (пропуска) СОД до ФГГ.
2	P2	7,5	Трубопроводы обвязки магистральной насосной включая коллектор магистральной насосной. Трубопровод от магистральной насосной до узла пуска-приема (пропуска) СОД.
3	P3	1,6	Дренажные трубопроводы от ФГГ, подпорной насосной, магистральной насосной станции, узла регулирования давления до емкости для сбора утечек нефти и дренажа. Трубопровод от ФГГ до узла с предохранительными устройствами №1. Трубопровод от узлов с предохранительными устройствами №1 и №2 до резервуаров аварийного сброса нефти. Трубопровод от узла с предохранительными устройствами №1 до РП. Трубопровод от РП до входного патрубка подпорных насосов. Трубопроводы обвязки узла с предохранительными устройствами № 1. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных электронасосных агрегатов емкости для сбора утечек нефти и дренажа к резервуарам для хранения топлива для котельной. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости до РП, подпорной насосной. Трубопровод от автоматизированной задвижки аварийного сброса, устанавливаемой перед узлом подключения станции, к резервуарам аварийного сброса.
4	P4	2,5	Трубопровод от подпорной насосной до магистральной насосной станции. Трубопроводы обвязки подпорной насосной от выходного патрубка насосов. Трубопроводы обвязки узла с предохранительными устройствами № 2.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 8.8 – Категории технологических трубопроводов НПС без РП с давлением на выходе НПС 6,3 МПа

№ п/п	Категория	Рабочее давление, МПа	Технологические трубопроводы
1	2	3	4
1	P1	4,0; 6,3*	Трубопровод от узла пуска-приема (пропуска) СОД до ФГГ. Трубопровод от ФГГ до магистральной насосной станции. Трубопроводы блока ССВД. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости к топливным емкостям котельной. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости до приемного коллектора.
2	P2	7,5	Трубопровод от магистральной насосной станции до узла регулирования давления. Трубопроводы обвязки магистральной насосной станции. Трубопроводы обвязки узла регулирования давления.
3	P3	1,6	Дренажные трубопроводы от ФГГ, магистральной насосной станции, от блока ССВД до резервуаров-сборников.
4	P4	6,3	Трубопровод от узла регуляторов давления до узла пуска-приема (пропуска) СОД.

* В зависимости от проходящего давления.

Таблица 8.9 – Категории технологических трубопроводов НПС без РП с давлением на выходе НПС 7,5 МПа

№ п/п	Категория	Рабочее давление, МПа	Технологические трубопроводы
1	2	3	4
1	P1	4,0; 6,3*	Трубопровод от узла пуска-приема (пропуска) СОД до ФГГ. Трубопровод от ФГГ до магистральной насосной станции. Трубопроводы блока ССВД. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости к топливным емкостям котельной. Трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости до приемного коллектора.
2	P2	7,5	Трубопроводы обвязки магистральной насосной включая коллектор магистральной насосной. Трубопровод от магистральной насосной до узла пуска-приема (пропуска) СОД.
3	P3	1,6	Дренажные трубопроводы от ФГГ, магистральной насосной станции, блока ССВД до резервуаров-сборников.

* В зависимости от проходящего давления.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.17.10 Необходимость выполнения электрообогрева и тепловой изоляции для надземных (тупиковых) трубопроводов определяется в зависимости от температуры застывания перекачиваемой нефти и температуры окружающего воздуха рассматриваемого региона.

8.17.11 При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей для определения расстояния между ними следует руководствоваться ПУЭ.

8.17.12 Технологические трубопроводы должны проектироваться с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке перекачки. Для исключения газовой фазы входные технологические трубопроводы резервуарного парка предусматривать с уклоном не менее 0,002 в сторону подпорной насосной.

8.17.13 Расстояния от трубопроводов до строительных конструкций, как по горизонтали, так и по вертикали должны приниматься с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях в соответствии с СП 18.13330.2011.

Минимальные расстояния от технологических трубопроводов до сооружений РП должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93.

8.17.14 Глубина заложения технологических трубопроводов должна быть не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней части трубы (теплоизоляции).

На территории НПС в местах, где не предусмотрено движение транспорта, прокладка технологических трубопроводов должна осуществляться с заглублением не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции.

8.17.15 Ширина нижней части траншей должна быть не менее:

- а) для трубопроводов до $DN\ 700$ – $(DN + 300)$ мм;
- б) для трубопроводов $DN\ 700$ и более – $1,5\ DN$.

При диаметрах трубопроводов $DN\ 1200$ и $DN\ 1400$ и при траншеях с откосом выше 1:0,5 ширину траншеи допускается уменьшать до величины $(DN + 500)$ мм.

8.17.16 При взаимном пересечении трубопроводов расстояния между стенками труб (теплоизоляции) в свету должно составлять не менее 350 мм, а пересечения должны выполняться под углом не менее 60° .

Пересечения с инженерными сетями должны проектироваться в соответствии с требованиями 15.1 настоящего документа.

8.17.17 При подземной прокладке трубопроводов, в случае расположения в одной траншее двух и более трубопроводов, они должны располагаться в один ряд (в горизонтальной плоскости). Расстояние между стенками труб (теплоизоляции) в свету следует принимать при следующих диаметрах трубопроводов:

- а) до $DN\ 300$ включительно – не менее 0,4 м;
- б) более $DN\ 300$ – не менее 0,5 м.

8.17.18 Расстояния при надземной прокладке технологических трубопроводов между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций (см. рисунок 1) как по горизонтали, так и по вертикали следует принимать согласно таблицы 8.10.

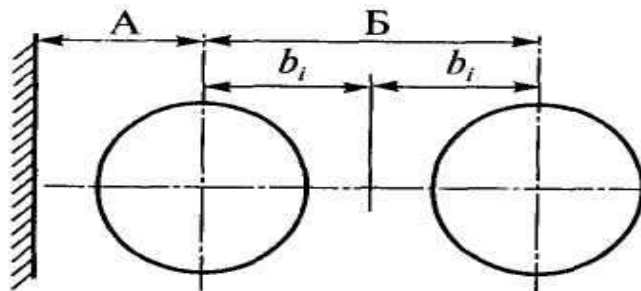


Рисунок 1 – Расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 8.10 – Минимальные расстояния между осями смежных трубопроводов до стенок каналов и стен зданий, мм.

№ п/п	Номинальный диаметр трубопроводов, DN	Для трубопроводов при температуре стенки			
		от минус 10 °С до 19 °С		от 20 °С до 60 °С	
		A	b_1	A	b_2
1	2	3	4	5	6
1	0	210	160	230	180
2	80	250	200	310	260
3	100	310	240	350	280
4	150	360	290	380	310
5	200	390	320	430	360
6	250	440	370	460	390
7	300	500	420	520	440
8	350	550	470	550	470
9	400	630	530	630	530
10	500	730	630	690	590
11	600	780	680	760	660
12	700	820	720	800	700
13	800	920	800	860	800
14	1000	1070	900	1070	900
15	1200	1170	1000	1170	1000

Примечание – Расстояние Б (между осями трубопроводов) определяется суммированием табличных размеров b_i , где $b_i = b_1, b_2$.

8.17.19 Для вспомогательных трубопроводов (дренажной нефти, утечек нефти, трубопроводов маслосистемы), а также трубопроводов дизельного топлива внешней обвязки ДЭС DN 150 и менее расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций, как по горизонтали, так и по вертикали принимается в соответствии с таблицей 8.11.

Таблица 8.11 – Расстояния между осями смежных вспомогательных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций

№ п/п	Условный проход трубопроводов, мм	Расстояние от оси трубопровода до строительных конструкций, мм, не менее	Расстояние между осями смежных трубопроводов, мм, не менее
1	2	3	4
1	32	70	40
2	50	80	50
3	65	90	60
4	80	100	70
5	100	110	80
6	150	130	110

8.17.20 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами должна предусматриваться подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 100 мм. Изоляционное покрытие в этих условиях должно

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

быть защищено от повреждений путем присыпки трубопровода мягким грунтом на толщину не менее 200 мм.

8.17.21 Требования к антикоррозионной защите трубопроводов должны соответствовать требованиям раздела 10 настоящего документа.

8.17.22 Участки трубопроводов в местах прокладки через стены не должны иметь сварных стыков.

8.17.23 Длина патрубков (прямых вставок), ввариваемых в трубопровод, должна быть не менее 250 мм. Допускаются прямые вставки длиной не менее 100 мм, при диаметре нефтепровода не более 530 мм в соответствии с СНиП 2.05.06-85* (пункт 4.5).

8.17.24 Требования к трубам, применяемым для технологических трубопроводов, прокладываемых по территории площадки НПС, должны соответствовать требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-050-11, ОТТ-23.040.00-КТН-051-11.

8.17.25 Срок эксплуатации технологических трубопроводов составляет 50 лет.

8.18 Требования к размещению опор под технологическое оборудование и трубопроводы

8.18.1 Опоры должны предусматриваться под следующие виды технологического оборудования:

- под трубопроводы, присоединяемые к всасывающему и напорному патрубкам насосов: для магистральных насосов и горизонтальных подпорных насосов – хомутовые и скользящие опоры, для вертикальных подпорных и вспомогательных насосов – скользящие;
- под патрубки фильтров вертикальных вновь строящихся ПНС – скользящие;
- под трубопроводы обвязки СИКН и ТПУ – хомутовые и скользящие;
- под подводящий и отводящий трубопроводы регулятора давления: для надземных трубопроводов – хомутовые, для подземных – скользящие;
- под трубопроводы дренажа, утечек и вспомогательных систем для обеспечения требуемых уклонов: для надземных трубопроводов – хомутовые и скользящие опоры, для подземных трубопроводов – скользящие;
- под трубопроводную арматуру (задвижки шиберные и клиновые *DN* 300 и выше, шаровые краны *DN* 200 и выше, регулирующая арматура *DN* 300 и выше, обратные затворы (*DN* 350 и выше) имеющие опорные поверхности – скользящие.

8.18.2 Скользящие опоры устанавливаются для восприятия веса трубопроводной обвязки оборудования и обеспечения допустимого уровня нагрузок на патрубки оборудования от трубопроводной обвязки.

8.18.3 В качестве опор подземных коллекторов магистральных насосов используются фундаменты запорной арматуры (агрегатных задвижек) и затворов обратных, устанавливаемых на этих коллекторах, опорами подземных коллекторов подпорных насосов служат скользящие опоры.

8.18.4 Хомутовые опоры должны устанавливаться для обеспечения допустимого уровня нагрузок на патрубки оборудования от трубопроводной обвязки и минимизации геометрических размеров трубной обвязки насосного оборудования. Места установки хомутовых опор определяются по результатам прочностного расчета с учетом геометрических особенностей трубной обвязки.

Количество и расположение опор определяется по результатам прочностного расчета с учетом опор под запорной арматурой и затворами обратными.

8.18.5 В целях предотвращения сверхнормативных нагрузок на патрубки оборудования, возникающих в случае подвижек и просадок грунта под смонтированными технологическими трубопроводами, должны быть установлены разгружающие опоры, предотвращающие осадку трубопровода в случае просадки грунта.

Необходимое количество разгружающих опор и расстояние между опорами определяется поперечным прочностным расчётом, в соответствии с указаниями РД-75.180.01-КТН-027-11.

8.18.6 При определении необходимости установки разгружающих опор, расчетная схема подземного трубопровода, уложенного на опоры, должна строиться с учетом наличия зазора между нижней образующей трубопровода и подготовленным основанием траншеи на всем протяжении участка между опорами, возникающего вследствие возможной просадки грунта.

8.18.7 В расчете нагрузок на патрубки оборудования необходимо учитывать свойства материалов, из которых изготовлен трубопровод, геометрические характеристики поперечного сечения трубопровода, пространственную конфигурацию трубопровода, нелинейное взаимодействие трубопровода с грунтом, согласно его физико-механическим характеристикам, а также параметры нагрузок и воздействий, действующих на трубопровод.

Физико-механические характеристики грунта, определяемые по результатам инженерно-геологических изысканий, должны учитывать возможные изменения свойств грунта в процессе строительства и эксплуатации.

Расчетная схема и метод расчета трубопровода должны выбираться исходя из возможности применения метода конечных элементов для определения напряженно-деформированного состояния трубопровода.

По результатам расчета должны быть проведены:

- проверка напряженно-деформированного состояния трубопровода;
- оценка усилий, приходящих на патрубки оборудования от примыкающих трубопроводов с использованием величин максимально допустимой силы и момента.

По результатам расчетов и проверок подбирается максимально допустимая просадка трубопровода и расстояние между опорами подземных трубопроводов.

8.18.8 Принципиальная схема расстановки опор под оборудование и технологические трубопроводы магистральной насосной приведена на рисунке 1.

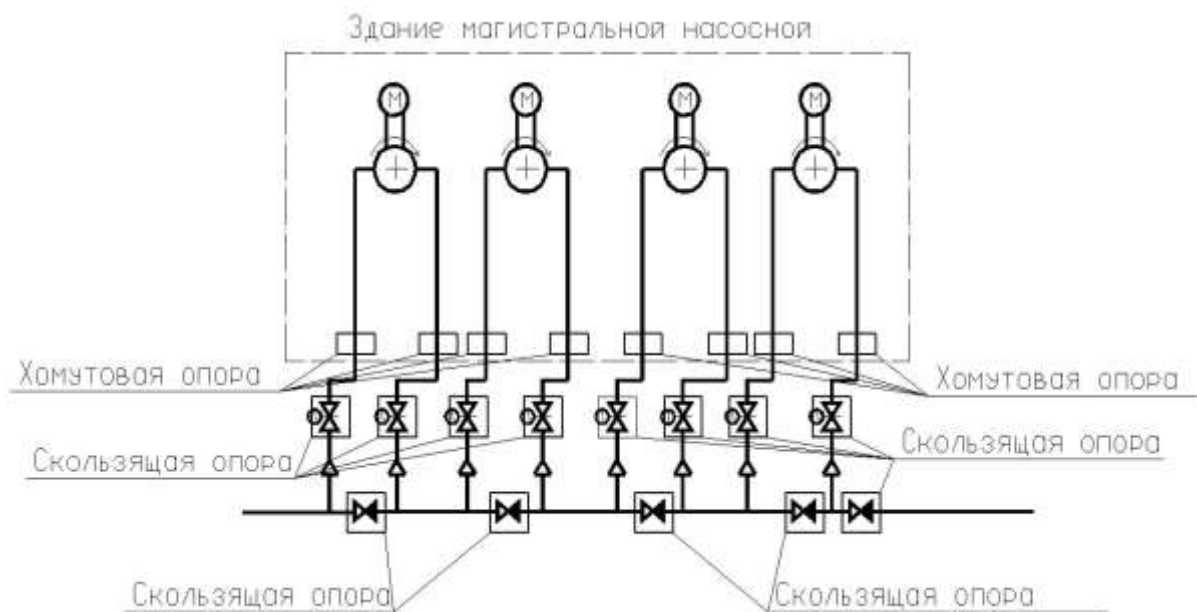


Рисунок 1 – Принципиальная схема расстановки опор под оборудование и технологические трубопроводы магистральной насосной.

8.18.9 Принципиальная схема расстановки опор под оборудование и технологические трубопроводы подпорной насосной приведена на рисунке 2.

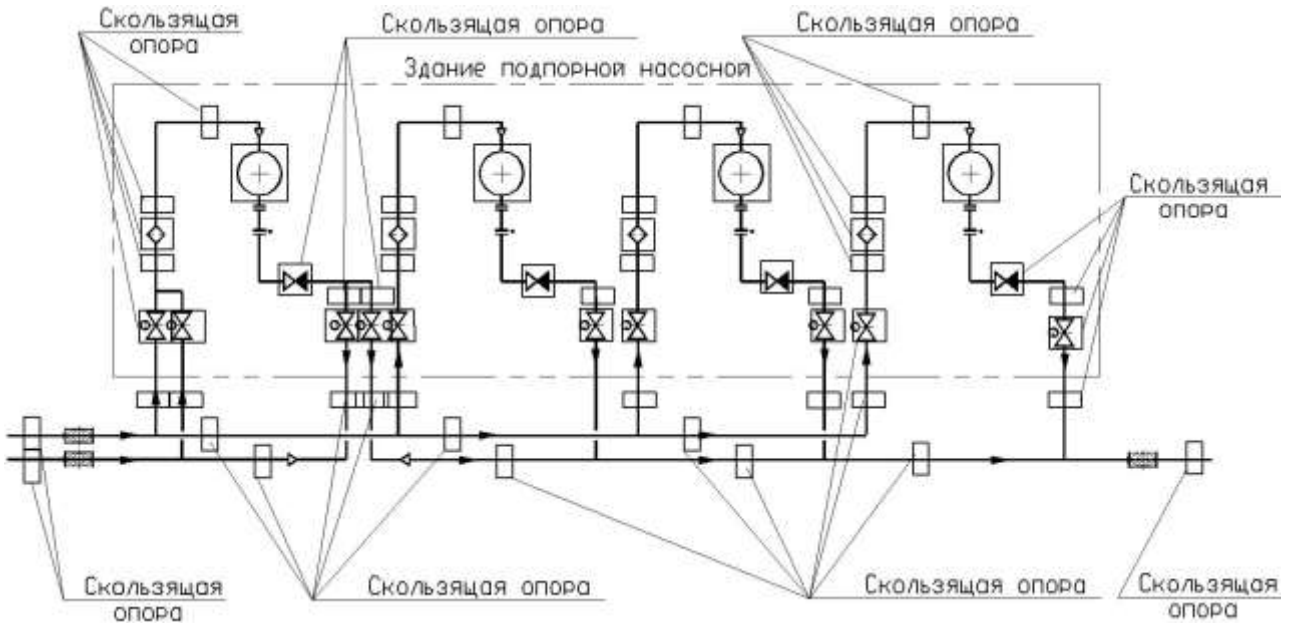


Рисунок 2 – Принципиальная схема расстановки опор под оборудование и технологические трубопроводы подпорной насосной

8.18.10 Размер и тип фундаментов (столбчатый монолитный железобетонный на естественном основании или монолитный железобетонный свайный ростверк) определяются с учетом нагрузок, передаваемых от трубопроводов на опоры, на основании инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий площадки строительства и расчета по двум группам предельных состояний – по несущей способности основания и по деформациям.

8.18.11 Для исключения соприкосновения конструкции опоры и трубы предусматривается диэлектрическая прокладка.

8.19 Требования к установке термокарманов и патрубков для установки КИП и А

8.19.1 Датчики измерения температуры нефти на входе и выходе НПС должны устанавливаться в термокарманы (см. рисунок 3).

8.19.2 Место установки термокармана на входе НПС – от тройника на входе узла подключения НПС к линейной части МН до секущей задвижки. В случае расположения колодца отбора давления на входе НПС в месте от тройника на входе узла подключения НПС к линейной части до секущей задвижки – термокарманы устанавливаются в технологические колодцы с отбором давления.

8.19.3 Место установки термокармана на выходе НПС – от секущей задвижки до тройника на выходе узла подключения НПС к линейной части МН. В случае расположения колодца отбора давления на выходе НПС в месте от секущей задвижки до тройника на выходе узла подключения НПС к линейной части – термокарманы устанавливаются в технологические колодцы с отбором давления.

8.19.4 Места установки и способ монтажа термокарманов в тело нефтепровода должны выбираться с учётом следующих условий:

- термокарманы должны располагаться в потоке нефти $1/3D$ и иметь постоянный контакт с нефтью по всей длине погружаемой в тело нефтепровода части термокармана;
- должна измеряться температура нефти на входе и выходе НПС;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- измерение температуры на входе и выходе НПС должно осуществляться в потоке нефти как для работающей, так и для остановленной НПС;
- установка термокармана должна проводиться через специальную конструкцию – бобышку, приваренную к нефтепроводу.

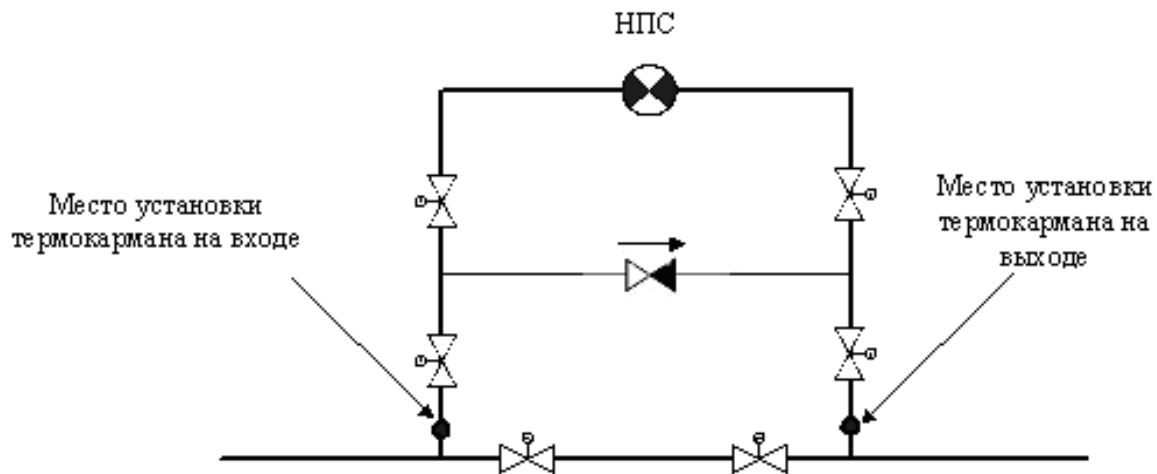


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки термокарманов датчиков измерения температуры на входе и выходе НПС

8.19.5 Конструктивное исполнение термокармана и метод его установки на нефтепровод должны обеспечивать герметичность нефтепровода в месте установки термокармана.

8.19.6 Паспортные характеристики термокармана должны соответствовать скорости потока нефти в месте его установки. Скорость потока нефти рассчитывается исходя из режима работы МН с расчетной пропускной способностью МН.

8.19.7 Места установки КИП и А, требующих установки термокарманов и патрубков на технологических трубопроводах НПС (кроме РП):

- в узле ФГУ между входным и выходным коллекторами - датчик перепада давления нефти с двумя отборными устройствами;
- на входе ФГУ - манометр избыточного давления нефти;
- на выходе ФГУ - манометр избыточного давления нефти;
- перед узлом запорной арматуры подключения поставщика нефти - датчик избыточного давления нефти, манометр избыточного давления нефти и датчик температуры нефти;
- в системе дренажа и сбора утечек между выходным патрубком полупогружного насоса и обратным затвором - датчик избыточного давления нефти и манометр избыточного давления нефти;
- на входе ПНС - датчик избыточного давления нефти и манометр избыточного давления нефти;
- на выходе ПНС - датчик избыточного давления нефти и манометр избыточного давления нефти;
- на входе и выходе фильтра-решетки - датчик перепада давления нефти;
- на входе ПНА - датчик избыточного давления нефти и манометр избыточного давления нефти;
- на выходе ПНА - датчик избыточного давления нефти, манометр избыточного давления нефти и датчик температуры нефти;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- на входе МНС - два датчика избыточного давления нефти и два манометра избыточного давления нефти с двумя отборными устройствами;
- на входе МНА - датчик избыточного давления нефти и манометр избыточного давления нефти;
- на выходе МНА - датчик избыточного давления нефти, манометр избыточного давления нефти и датчик температуры нефти;
- на входе узла регулирования давления – два датчика избыточного давления нефти и два манометра избыточного давления нефти с двумя отборными устройствами;
- на выходе узла регулирования давления - два датчика избыточного давления нефти и два манометра избыточного давления нефти с двумя отборными устройствами;
- в узле регулирования давления между входным и выходным коллекторами - датчик перепада давления нефти.

8.19.8 Для установки приборов контроля давления на трубопроводах должны устанавливаться патрубки с наружным диаметром 36 мм согласно требованиям ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 (раздел 7). Установка патрубка – приварная. Для присоединения шарового крана на патрубке должна быть предусмотрена внутренняя резьба М22×1,5.

8.19.9 Патрубки изготавливают из стали 09Г2С по ГОСТ 19281 в заводских условиях.

8.19.10 На горизонтальных и наклонных трубопроводах патрубков должен располагаться:

- на газо- и воздухопроводах – сверху;
- на трубопроводах жидкости – сбоку.

При технической невозможности соблюдения указанных требований (например, в колодцах) допускается другое расположение патрубков в вертикальной или горизонтальной плоскости.

Патрубок должен устанавливаться на прямолинейном участке трубопровода. Отклонение патрубка от нормали к образующей трубопровода – не более 3°.

8.19.11 Расстояние между сварным швом патрубка и кольцевым стыком на трубопроводе должно быть не менее 100 мм. Расстояние между сварным швом патрубка и продольным сварным швом на трубопроводе должно быть не менее 100 мм.

8.20 Требования к проведению гидравлических испытаний

8.20.1 Испытание резервуаров-сборников должно проводиться по специальной инструкции, составленной с учетом обеспечения безопасности проведения операций.

8.20.2 Резервуары-сборники после монтажа, до засыпки грунтом, должны подвергаться гидравлическим испытаниям путем налива опрессовочной жидкости. Налив должен производиться до максимального уровня в соответствии с паспортными характеристиками резервуара. Продолжительность испытания:

- а) после монтажа (до засыпки) – 6 часов;
- б) после засыпки – 3 часа.

8.20.3 Гидравлические испытания основных технологических трубопроводов и оборудования в составе технологических узлов должны проводиться отдельными участками в два этапа:

- а) первый этап – на прочность в течение 24 часов;
- б) второй этап – на герметичность в течение 12 часов.

8.20.4 При испытании технологических трубопроводов совместно с подключенным оборудованием величина испытательного давления на прочность должна составлять не менее $1,25P_{раб}$, на герметичность – не менее $P_{раб}$.

8.20.5 В целях обеспечения безопасности, величина давления при гидроиспытаниях технологических трубопроводов на прочность должна быть не более величины заводского испытательного давления оборудования (магистральные и подпорные насосы, фильтры-грязеуловители, ССВД и др.).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.20.6 Параметры гидравлических испытаний технологических трубопроводов НПС с РП на магистральном нефтепроводе с рабочим давлением 6,3 МПа и 7,5 МПа должны устанавливаться по таблицам 8.12 и 8.13.

8.20.7 Параметры гидравлических испытаний технологических трубопроводов НПС без РП на магистральном нефтепроводе с рабочим давлением 6,3 МПа и 7,5 МПа должны устанавливаться по таблицам 8.14- 8.15.

8.20.8 Трубопроводы системы подачи топлива от резервуаров к дизельной электростанции и котельной должны испытываться давлением 0,2 МПа не менее 5 минут.

8.20.9 Подводящие трубопроводы, идущие от насосов, устанавливаемых на дренажных емкостях, предназначенные для подачи топлива в емкости котельной и в технологические трубопроводы НПС должны быть рассчитаны на номинальное давление, равное номинальному давлению технологических трубопроводов в точке подключения (от 1,6 до 6,3 МПа). Испытание должно проводиться в соответствии с п. 8.19.3 и 8.19.4.

Т а б л и ц а 8.12 – Параметры гидравлических испытаний технологических трубопроводов НПС с РП с давлением на выходе НПС 6,3 МПа

№ п/п	Назначение участка технологического трубопровода НПС	Категория	При испытании на прочность		При проверке на герметичность	
			величина давления, МПа	продолжительность, ч	величина давления, МПа	продолжительность, ч
1	2	3	4	5	6	7
1	1 Участок от приемной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции) до тройников на выходе ФГГ, включая ФГГ, тройники и дренажную запорную арматуру в границах площадки ФГГ	P1	6,0	24	4,0	12
2	Участок от тройников на выходе ФГГ, резервуаров для хранения нефти и резервуаров аварийного сброса, включая коренные задвижки, фильтры-решетки (фильтры щелевые дренажные, фильтры сетчатые дренажные), до фланцев подпорных насосов на напорной линии (включая подпорные насосы), совместно с технологической обвязкой узла с предохранительными устройствами №1. Трубопровод от автоматизированной задвижки аварийного сброса, устанавливаемой перед узлом подключения станции до точки врезки в сбросной трубопровод	P3	2,0	24	1,6	12
3	Участок от фланцев подпорных насосов на нагнетательной линии, включая затворы обратные, до тройника приемной линии первого магистрального насоса, совместно с технологической обвязкой узла с предохранительными устройствами №2	P5	3,2	24	2,5	12

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 8.12

№ п/п	Назначение участка технологического трубопровода НПС	Категория	При испытании на прочность		При проверке на герметичность	
			величина давления, МПа	продолжительность, ч	величина давления, МПа	продолжительность, ч
1	2	3	4	5	6	7
4	Участок от тройника приемной линии первого магистрального насоса (включая тройник и участок трубопровода), обвязка магистральных насосов, магистральные насосы, дренажные трубопроводы до запорной арматуры, включая запорную арматуру, узел регулирования давления, включая дренажный трубопровод и дренажную запорную арматуру в пределах узла и тройники подключения к выходному коллектору узла	P2	9,4	24	7,5	12
5	Трубопровод от узла регуляторов давления до выкидной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции)	P4	7,9	24	6,3	12
6	Участки дренажных линий от площадки ФГГ, узла регулирования давления, линия утечек из магистральных и подпорных насосов, дренажный коллектор обвязки дренажных емкостей, напорные трубопроводы от насосов откачки утечек нефти, установленных на ЕП.	P3	2,0	24	1,6	12

Таблица 8.13 – Параметры гидравлических испытаний технологических трубопроводов НПС с РП с давлением на выходе НПС 7,5 МПа

№ п/п	Назначение участка технологического трубопровода НПС	Категория	При испытании на прочность		При проверке на герметичность	
			величина давления, МПа	Продолжительность, ч	величина давления, МПа	Продолжительность, ч
1	2	3	4	5	6	7
1	Участок от приемной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции) до тройников на выходе ФГГ, включая ФГГ, тройники и дренажную запорную арматуру в границах площадки ФГГ	P1	6,0	24	4,0	12

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 8.13

№ п/п	Назначение участка технологического трубопровода НПС	Категория	При испытании на прочность		При проверке на герметичность	
			величина давления, МПа	Продолжительность, ч	величина давления, МПа	Продолжительность, ч
1	2	3	4	5	1	2
2	Участок от тройников на выходе ФГГ, резервуаров для хранения нефти и резервуаров аварийного сброса, включая коренные задвижки, фильтры-решетки (фильтры щелевые дренажные, фильтры сетчатые дренажные), до фланцев подпорных насосов на напорной линии (включая подпорные насосы), совместно с технологической обвязкой узла с предохранительными устройствами № 1 Трубопровод от автоматизированной задвижки аварийного сброса, устанавливаемой перед узлом подключения станции, до точки врезки в сбросной трубопровод	P3	2,0	24	1,6	12
3	Участок от фланцев подпорных насосов на напорной линии, включая затворы обратные, до тройника приемной линии первого магистрального насоса, совместно с технологической обвязкой узла с предохранительными устройствами № 2	P5	3,2	24	2,5	12
4	Участок от тройника приемной линии первого магистрального насоса (включая тройник и участок трубопровода), обвязка магистральных насосов, магистральные насосы, дренажные трубопроводы до запорной арматуры, включая запорную арматуру, трубопроводы до выкидной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции)	P2	9,4	24	7,5	12
5	Участки дренажных линий от площадки ФГГ, линия утечек из магистральных и подпорных насосов, дренажный коллектор обвязки дренажных емкостей, напорные трубопроводы от насосов откачки утечек нефти, установленных на ЕП.	P3	2,0	24	1,6	12

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 8.14 – Параметры гидравлических испытаний технологических трубопроводов НПС без РП с давлением на выходе НПС 6,3 МПа

№ п/п	Назначение участка технологического трубопровода НПС	Категория	При испытании на прочность		При проверке на герметичность	
			величина давления, МПа	продолжительность, ч	величина давления, МПа	продолжительность, ч
1	2	3	4	5	6	7
1	Участок от приемной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции) до тройников на выходе ФГУ, включая ФГУ, узел ССВД (в полном объеме), дренажные трубопроводы и дренажную запорную арматуру в пределах узлов, напорные трубопроводы от насосов откачки из резервуаров-сборников аварийной нефти от ССВД, трубопровод до тройника приемной линии первого магистрального насоса трубопровод подачи топлива до электроприводного шарового крана	P1	$P_{исп} = 1,25P_{прох}$, но не менее 6,0	24	$P_{прох}^*$	12
2	Участок от тройника приемной линии первого магистрального насоса, включая тройник и участок трубопровода, обвязка магистральных насосов, магистральные насосы, участок от тройника приемной линии первого магистрального насоса, включая тройник и участок трубопровода, обвязка магистральных насосов, магистральные насосы, дренажные трубопроводы до запорной арматуры, включая запорную арматуру, узел регулирования давления, включая дренажный трубопровод и дренажную запорную арматуру в пределах узла, и тройники подключения к выходному коллектору узла	P2	9,4	24	7,5	12
3	Участок от узла регуляторов давления до выкидной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции)	P4	7,9	24	6,3	12
4	Участки дренажных линий от площадки ФГГ, узла регулирования давления, блока ССВД, линия утечек из магистральных насосов, дренажный коллектор обвязки резервуаров-сборников нефти, линия сброса из ССВД.	P3	2,0	24	1,6	12

* $P_{прох}$ – проходящее давление при остановленной НПС.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 8.15 – Параметры гидравлических испытаний технологических трубопроводов НПС без РП с давлением на выходе НПС 7,5 МПа

№ п/п	Назначение участка технологического трубопровода НПС	Категория	При испытании на прочность		При проверке на герметичность	
			Величина давления, МПа	Продолжительность, ч	Величина давления, МПа	Продолжительность, ч
1	2	3	4	5	6	7
1	Участок от приемной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции) до тройников на выходе ФГГ, включая ФГГ, блок ССВД (в полном объеме), дренажные трубопроводы и дренажную запорную арматуру в пределах узлов, напорные трубопроводы от насосов откачки из резервуаров-сборников аварийной нефти от ССВД, трубопровод до тройника приемной линии первого магистрального насоса.	P1	6,0*	24	4,0*	12
2	Участок от тройника приемной линии первого магистрального насоса, включая тройник и участок трубопровода, обвязка магистральных насосов, магистральные насосы, дренажные трубопроводы до запорной арматуры, включая запорную арматуру, трубопроводы до выкидной задвижки НПС (задвижка испытывается в составе узла подключения станции).	P2	9,4	24	7,5	12
3	Участки дренажных линий от площадки ФГГ, блока ССВД, линия утечек из магистральных насосов, дренажный коллектор обвязки резервуаров-сборников нефти, линия сброса из ССВД.	P3	2,0	24	1,6	12

* При проходящем давлении на НПС более 4,0 МПа давление гидроиспытания на прочность принимается из условия 8.19.4, но не менее значений таблицы 8.13; на герметичность – равное проходящему давлению.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.20.10 Гидравлические испытания технологических трубопроводов должны проводиться с соблюдением следующих требований:

а) до испытания, перед установкой заглушек, внутренняя полость трубопроводов должна быть продута воздухом. Компрессор должен устанавливаться в начальной точке трубопровода, противоположный конец трубопровода должен быть открыт;

б) при продувке фильтрующие элементы фильтров, клапаны ССВД и клапаны предохранительных устройств должны демонтироваться;

в) производительность продувки должна определяться таким образом, чтобы скорость движения воздуха в трубопроводе была не менее 1,5 км/ч;

г) испытание трубопроводной обвязки магистральной насосной станции, включая дренажные трубопроводы, необходимо проводить совместно с магистральными насосами. В связи с наличием в обвязке насосов затворов обратных заполнение каждого участка должно производиться последовательно через дренажный трубопровод;

д) испытание напорных трубопроводов и напорного коллектора подпорных насосов проводить, предварительно отглушив корпуса насосов от испытываемого участка. Заглушки должны устанавливаться между патрубками корпусов насосов и примыкающего участка нагнетательного трубопровода;

е) при гидроиспытании вся запорная арматура, шаровые краны и дисковые затворы регуляторов давления на испытательном участке должны находиться в открытом положении. Шибберные и клиновые задвижки должны быть открыты на 30 % – 50 %;

ж) испытание импульсных линий для отборов давления должно производиться отдельно от технологических трубопроводов на прочность давлением $P_{исп} = 1,25P_{раб}$ и на герметичность при $P_{раб}$ в соответствии с требованиями СНиП 3.05.07-85;

и) узлы для заполнения трубопровода жидкостью и выпуска воздуха до монтажа должны быть испытаны отдельно;

к) на торцах труб должны монтироваться сферические заглушки и днища под приварку. При наличии на границе участков фланцевых соединений должны устанавливаться плоские заглушки между фланцами (толщина заглушки определяется расчетом);

л) патрубок для заполнения трубы жидкостью должен монтироваться по нижней образующей трубы, для выпуска воздуха по верхней образующей трубы;

м) после проведения гидроиспытаний трубопроводы должны быть опорожнены от опрессовочной жидкости компрессором, подключаемым к патрубкам для выпуска воздуха. Опрессовочная жидкость должна вытесняться через предназначенный для заполнения патрубков в специальную емкость, или должна перепускаться в следующий испытываемый участок;

н) результаты гидравлического испытания на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания;

п) при перерыве между испытанием трубопровода и его заполнением нефтью более 10 суток должна быть выполнена проверка на плотность сжатым воздухом при давлении 0,5 МПа в течение 6 ч. При отрицательном результате проверки гидроиспытание трубопровода должно выполняться повторно;

р) при положительной температуре наружного воздуха гидроиспытания должны проводиться чистой водой (без механических примесей);

с) при отрицательной температуре наружного воздуха гидроиспытания должны проводиться незамерзающей жидкостью или должны быть приняты прочие меры по предотвращению замерзания.

8.20.11 В проектной документации должны быть определены требования к временным водоводам для проведения гидравлических испытаний.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.21 Требования к СИКН

8.21.1 Проектирование СИКН, необходимые расчеты и выбор технологического оборудования следует производить в соответствии с требованиями МИ 2825-2003 [14], МИ 2837-2003 [15], рекомендаций [16], ТПР-75.180.30-КТН-277-09.

8.21.2 Состав СИКН должен быть определен техническим заданием на проектирование СИКН.

8.21.3 Погрешность средств измерений, применяемых в СИКН, устанавливается рекомендациями [16].

8.21.4 В качестве запорной арматуры в СИКН должны применяться шиберные задвижки и шаровые краны с классом герметичности узла затвора А по ГОСТ Р 54808 (нет видимых протечек) и контролем протечек (при необходимости). Номинальное давление, конструктивные особенности (присоединение к трубопроводу, управление), а также количество и место установки запорной арматуры должны определяться технологической схемой СИКН в зависимости от места подключения СИКН к технологической схеме НПС.

Задвижки шиберные должны соответствовать требованиям ОТТ-23.060.30-КТН-246-08, шаровые краны – ОТТ-23.060.30-КТН-048-10.

8.21.5 Применяемые в СИКН средства измерений должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и допущены к применению в Российской Федерации.

8.21.6 Оборудование БИК, БИЛ, поверочной установки может быть расположено в помещении с учетом климатического расположения СИКН.

8.21.7 Защита помещений СИКН и ТПУ по сигналам загазованности, затопления и пожара должна выполняться в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13.

8.21.8 Место подключения СИКН к технологической схеме НПС (на приеме в РП, между подпорными и магистральными насосами, после магистральных насосов) должно определяться границами балансовой принадлежности учитываемой нефти. Возможность подключения СИКН должна проверяться гидравлическим расчетом.

8.21.9 Технические решения по пожаротушению СИКН должны соответствовать требованиям РД-13.220.00-КТН-014-10.

8.22 Требования к системе взрывозащиты двигателя

8.22.1 В качестве привода МНА должны применяться ЭД с видами взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» (типы «d» и «р» соответственно). Для обеспечения взрывозащиты ЭД МНА с видом взрывозащиты «р» должна быть предусмотрена система, обеспечивающая заполнение оболочки под избыточным давлением защитного газа. В качестве защитного газа применяется атмосферный воздух. Параметры воздуха (чистота, давление, температура и расход) определяются исходя из обеспечения требуемых параметров защитного газа в режиме нормальной эксплуатации ЭД МНА.

В качестве привода ПНА должны применяться ЭД с видами взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка».

8.22.2 Система взрывозащиты двигателя состоит из высоконапорных приточных вентиляторов или компрессоров, воздухопроводов (трубопроводов) и регулирующего оборудования. Системы с применением подпорных вентиляторов выполняются отдельными для каждого ЭД МНА, системы с применением компрессорных установок – централизованными для всех агрегатов.

8.22.3 Для систем с применением подпорных вентиляторов должна быть предусмотрена установка двух вентиляторов на каждый МНА из расчета: один – в работе, один – в резерве. Расход и напор вентиляторов определяется исходя из обеспечения требуемых параметров защитного газа в режиме нормальной эксплуатации и предпусковой подготовки ЭД. При этом параметры защитного газа в режиме предпусковой подготовки ЭД

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

и в режиме нормальной эксплуатации ЭД обеспечиваются работой одного вентилятора по необходимой циклограмме. Эксплуатационные параметры системы взрывозащиты двигателя должны обеспечиваться без применения частотного регулирования.

8.23 Требования к преобразователю частоты

8.23.1 ПЧ должны предусматривать как местное, так и дистанционное управление.

8.23.2 Технические требования к системе автоматизации ПЧ должны соответствовать СТТ-23.080.00-КТН-100-11 (пункт 6.3) и РД-35.240.50-КТН-109-13.

8.23.3 Допустимые значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения в точках присоединения должны соответствовать ГОСТ 13109.

8.23.4 Требования по качеству напряжения на выходе ПЧ – в соответствии с ГОСТ Р 52776 и ГОСТ 13109.

8.23.5 В ПЧ должен быть реализован автоматический самозапуск ЭД при восстановлении напряжения после глубокого снижения или перерыва электроснабжения с быстрым поиском и определением текущей частоты вращения выбегающего электропривода.

8.23.6 ПЧ должен иметь возможность работы, как с асинхронным, так и с синхронным ЭД.

8.23.7 Конструкция ПЧ должна быть стойкой к токам короткого замыкания в течение времени срабатывания защит.

8.23.8 ПЧ должен обеспечить сохранение работоспособности после внезапного отключения питающей сети.

8.23.9 ПЧ должен обеспечить сохранение работоспособности при кратковременном снижении напряжения питающей сети до 30 % от номинального значения.

8.23.10 При длительном снижении напряжения питающей сети ПЧ должен обеспечить работу при пропорциональном снижении скорости вращения.

8.23.11 В ПЧ должно быть предусмотрено электропитание системы автоматизации (далее – СА) ПЧ по требованиям особой группы категории электроснабжения I, не допускающим перерыва в электроснабжении, в соответствии с ПУЭ, с обеспечением электроснабжения СА ПЧ в случае отключения питания в течение не менее 1 ч.

8.23.12 ПЧ должен иметь сигнализацию:

- о включенном и отключенном состояниях;
- о приближении контролируемых параметров к пороговым значениям;
- о срабатывании защит.

8.23.13 ПЧ должен иметь защиты от:

- перенапряжения;
- короткого замыкания и тока перегрузки;
- обрыва фазы, несимметрии токов фаз;
- повышения и понижения напряжения;
- недопустимого снижения или исчезновения питающего и оперативного напряжения;
- контроль фаз питающей сети;
- контроль фаз выходной цепи;
- перегрева преобразовательных модулей и трансформатора;
- пробоя полупроводниковых силовых ключей;
- нарушения связи в цепях управления;
- неисправности в системе питания цепей управления;
- отказа системы охлаждения;
- обратного вращения ротора ЭД;
- стопорения ЭД;
- несанкционированного проникновения во внутреннее пространство шкафов ПЧ;
- защиту от потери возбуждения при работе с синхронным ЭД при наличии сигнализации системы возбуждения.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

8.23.14 Система охлаждения должна обеспечивать устойчивую работу ПЧ в составе электропривода во всем диапазоне нагрузок, с учетом допустимой перегрузки ЭД.

9 Требования к архитектурно-строительному проектированию

9.1 Требование к площадке НПС

9.1.1 Расположение площадки НПС должно выбираться с учетом гидравлического расчета, рельефа местности, а также розы ветров в данном районе.

9.1.2 Площадка НПС должна размещаться на неподтопляемых территориях, а также участках, не подверженных оползневому и карстовому явлениям. По возможности предусматривать размещение площадок НПС на возвышенностях и участках с непросадочными грунтами.

9.1.3 Размещение площадки НПС в зонах санитарной охраны источников водоснабжения, возможного затопления, на территории заповедников, территории культурного и исторического наследия не допускается.

9.1.4 Площадь НПС по внешнему ограждению для:

- промежуточной НПС без резервуарного парка для МН DN 700 принимается не более 5,3 га;
- промежуточной НПС без резервуарного парка для МН DN 1000 принимается не более 5,5 га;
- промежуточной НПС без резервуарного парка для МН DN 1200 принимается не более 6,2 га.

9.1.5 НПС должны размещаться на удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий площадке.

Минимальные расстояния от зданий и сооружений НПС до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от категории НПС и необходимости обеспечения требований безопасности, но не менее значений, приведенных в приложении Б настоящего документа.

9.1.6 Минимальные противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов должны соответствовать значениям, приведенным в приложении А настоящего документа.

9.1.7 При размещении НПС должны учитываться требования СНиП 2.01.51-90 к размещению объектов трубопроводного транспорта.

9.2 Требования к разработке генерального плана

9.2.1 При разработке генерального плана должны применяться условные обозначения РД-01.080.01-КТН-196-10, принятые для генеральных планов объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

9.2.2 Общие требования к планировке территории:

а) планировка территории НПС в части размещения зданий и сооружений, автомобильных дорог, инженерных сетей, должна выполняться в соответствии с приложением В настоящего документа и действующими нормативными документами;

б) при проектировании НПС следует предусматривать сплошную планировку рельефа земельного участка под площадку НПС. При проектировании вертикальной планировки следует предусматривать наименьший объем земляных работ и минимальное перемещение грунта в пределах осваиваемого участка;

в) уклоны поверхности площадки надлежит принимать не менее 0,003 и не более 0,05 для глинистых грунтов; 0,03 - для песчаных грунтов; 0,01 - для грунтов легкоразмываемых (лесс, мелкие пески) и 0,03 - для вечномёрзлых грунтов. В условиях просадочных грунтов II типа минимальные уклоны планируемой поверхности площадки следует принимать 0,005.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

г) отвод поверхностных вод, не подверженных контакту с производственными загрязнениями, должен быть предусмотрен по спланированному рельефу за пределы территории площадки НПС;

д) при размещении НПС на склоне или у его подошвы в целях защиты территории от подтопления водами с верховой стороны должны устраиваться нагорные канавы;

е) уровень полов первого этажа зданий должен быть, как правило, выше планировочной отметки примыкающих к зданиям участков не менее чем на 15 см;

ж) отметка пола подвальных или иных заглубленных помещений должна быть выше уровня грунтовых вод не менее чем на 0,5 м. При необходимости устройства этих помещений с отметкой пола ниже указанного уровня грунтовых вод следует предусматривать гидроизоляцию помещений или понижение уровня грунтовых вод. При этом необходимо учитывать возможность подъема уровня грунтовых вод во время эксплуатации НПС;

и) расположение зданий и сооружений на территории административно-хозяйственной зоны и ее размещение относительно производственной зоны должно выбираться с учетом рельефа местности площадки НПС, а также розы ветров в данном районе;

к) здания и сооружения, расположенные на территории производственной зоны, должны располагаться ниже по рельефу по отношению к зданиям и сооружениям других зон;

л) в северной строительно-климатической зоне при вертикальной планировке надлежит соблюдать следующие требования:

- при возможности сохранения естественного рельефа местности не нарушать растительный и почвенный покровы, а также природную растительность (деревья, кустарники);

- при строительстве по 1 принципу использования грунтов в качестве оснований вертикальную планировку, когда это необходимо, осуществлять насыпями без нарушения растительного покрова; срезка допускается только на участках, на которых деформация оснований не будет превышать предельных величин, установленных для оттаивающих грунтов;

- планировочные отметки и объемы насыпей назначать с учетом возможности уплотнения грунта при оттаивании;

- при строительстве по 1 принципу не допускать сосредоточенного сброса поверхностных вод в пониженные места рельефа;

- при проектировании водоотводных каналов в льдонасыщенных грунтах предусматривать меры по предотвращению образования наледей, а также конструктивные мероприятия, обеспечивающие гидротермический режим оснований и откосов канав согласно теплотехническим расчетам;

- при размещении предприятий на склоне или у его подошвы в целях защиты территории от подтопления водами с верховой стороны устраивать нагорные канавы и нагорные валики; нагорные канавы располагать не ближе 5 м от границ участка.

м) на площадках строительства НПС при разности планировочной отметки рельефа и отметки установившегося уровня грунтовых вод менее 3 м должен разрабатываться проект водопонижения.

Проект водопонижения разрабатывается с учётом требований СП 116.13330.2012.

Технические решения, принятые в проекте водопонижения, должны обеспечивать отвод грунтовых вод от фундаментов зданий и сооружений.

Для достижения требуемого понижения уровня подземных вод надлежит применять следующие виды водопонижительных устройств:

- траншейные дренажи (открытые траншеи и канавы);

- закрытые дренажи (траншеи, заполненные фильтрующим материалом) для осушения оползневого тела, рассчитанные, как правило, на недолговременный срок службы;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- трубчатые (в том числе мелкого заложения) и галерейные дренажи - в устойчивой зоне за пределами смещающихся грунтов для перехвата подземного потока при продолжительном сроке службы;

- пластовые дренажи на участках высачивания подземных вод на склонах (откосах) - для предотвращения суффозии и в основании подсыпок (банкетов);

- водопонизительные скважины различных типов (в том числе самоизливающиеся и поглощающие) в сочетании с дренажами или взамен их в случае большей эффективности или целесообразности их применения.

Выпуск воды из водостоков системы водопонижения следует предусматривать в открытые водоемы и реки, а также в тальвеги оврагов с соблюдением требований очистки в соответствии со СНиП 2.04.03 и при обязательном осуществлении противоэрозионных устройств и мероприятий против заболачивания и других видов ущерба окружающей среде.

Выбор типа дренажа определяется гидрогеологическими условиями площадки строительства с учетом прогноза подъема уровня грунтовых вод. Эффективность дренажа определяется гидрогеологическим расчетом.

Проектирование дренажной системы выполняется с учетом перспективных планов развития объекта (определяется заказчиком в задании на проектирование).

Решения по водопонижению, предусмотренные проектной документацией, должны предполагать возможность первоочередного устройства водопонижения в начальный период строительства. Основные мероприятия по поверхностному водоотводу в период строительства должны быть предусмотрены в ПОС;

9.2.3 Резервуарные парки должны соответствовать следующим требованиям:

а) резервуары следует размещать группами. Между резервуарами в группе из 4-х резервуаров необходимо предусматривать устройство разделительных перегородок в виде грунтового обвалования или ограждающих стен из негорючих материалов, рассчитанных на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

В пределах одной группы наземных резервуаров внутренними грунтовыми валами или ограждающими стенами следует отделять каждый резервуар объемом 20 000 м³ и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20 000 м³.

Высоту внутреннего грунтового вала или стены следует принимать:

- 1,3 м – для резервуаров объемом 10 000 м³ и более;

- 0,8 м – для остальных резервуаров.

Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, следует принимать в соответствии с приложением В настоящего документа;

б) расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть:

- 1) для наземных резервуаров номинальным объемом 20 000 м³ и более – 60 м, объемом до 20 000 м³ – 40 м;

- 2) для подземных резервуаров – 15 м;

в) по периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое грунтовое обвалование шириной по верху 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов (при недостатке площади), рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости, с учетом требований ГОСТ Р 53324. Высота обвалования или ограждающей стены должна подбираться из условия объема каре, равного минимальному строительному объему наибольшего по вместимости резервуара, находящегося внутри обвалования (ограждающей стены), плюс 0,2 м. Грунтовое обвалование укрепляется монолитным железобетонным покрытием толщиной 0,1 м по бетонной подготовке 0,1 м, в соответствии с принятыми в ОАО «АК «Транснефть» типовыми проектными решениями. Допускается замена железобетонного покрытия на покрытие пространственной геосинтетической решеткой с заполнением щебнем фракции 20-40 мм (вид

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

укрепления откоса грунтового обвалования определяется заказчиком в задании на проектирование);

г) дно замкнутого обвалования резервуаров покрывается противодиффузионным экраном из однослойной полиэтиленовой пленки высокой плотности толщиной не менее 1 мм в соответствии с принятыми в ОАО «АК «Транснефть» типовыми проектными решениями;

д) при размещении резервуара или группы наземных резервуаров на более высоких отметках по сравнению с отметками территорий соседних населенных пунктов, организаций, железных дорог общей сети и автомобильных дорог федерального значения, у берегов рек (водоемов), расположенных на расстоянии менее 200 м, необходимо предусматривать устройство дополнительной защиты (защитная стена, второе обвалование, отводные каналы, открытые земляные амбары и пр.);

е) резервуары в группе необходимо располагать:

- 1) объемом менее 1000 м³ – не более чем в 4 ряда;
- 2) объемом от 1000 до 10 000 м³ – не более чем в 3 ряда;
- 3) объемом 10 000 м³ и более – не более чем в 2 ряда.

9.2.4 Генеральный план должен предусматривать:

а) не менее двух въездов на территорию НПС, один из которых в районе СБК;

б) устройство внутриплощадочных проездов, обеспечивающих возможность подъезда грузоподъемной техники и транспорта с прицепом для перевозки длинномерных грузов ко всем узлам технологического оборудования;

в) съезды с проектируемых дорог в технологическую зону НПС.

9.2.5 Требования по устройству внутриплощадочных автодорог и проездов:

а) внутриплощадочные автодороги, проезды и подъезды к площадкам с технологическим оборудованием, зданиям и сооружениям на территории НПС должны приниматься с твердым покрытием и иметь следующие характеристики:

- 1) ширина проезжей части – 4,5 м (не менее 4,0 м для покрытий из ж/б плит);
- 2) ширина обочины – 1,5 м;

б) по границам резервуарного парка, между группами резервуаров и для подъезда к площадкам сливноналивных устройств следует проектировать проезды с проезжей частью шириной, как минимум, 3,5 м;

в) должны обеспечиваться свободные подъезды пожарных автомобилей ко всем зданиям, сооружениям и пожарным гидрантам, должны оборудоваться разворотные площадки у помещений с электроприводными задвижками и у резервуаров противопожарного запаса воды. Размер таких площадок должен быть не менее 12×12 метров. У помещений с электроприводными задвижками предусматривается расширение дороги, обеспечивающее проезд при установке на гребенки мобильных средств пожаротушения;

г) на площадках с сейсмичностью до 8 баллов включительно должно предусматриваться асфальтобетонное покрытие или покрытие из железобетонных плит (указывается в задании на проектирование); на площадках с сейсмичностью свыше 8 баллов – покрытие в виде железобетонных плит;

д) поперечный профиль внутриплощадочных автодорог НПС должен предусматриваться с обочинами из бортового камня. В случае необходимости обеспечения открытого водоотвода поперечный профиль внутриплощадочных автодорог НПС может выполняться с обочинами без бортового камня (необходимость определяется заказчиком в задании на проектирование);

е) проезжую часть внутриплощадочных автодорог следует принимать с двухскатным поперечным профилем. В отдельных случаях, обоснованных условиями вертикальной планировки и организации водоотвода допускается принимать односкатный поперечный профиль проезжей части;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

ж) проектируемые проезды и подъезды площадки НПС должны обеспечивать возможность подъезда грузоподъемной и пожарной техники ко всем узлам технологического оборудования с расчетной нормативной нагрузкой на ось 100 кН (10 тс);

и) в каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, следует предусматривать заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов склада не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости;

к) проезды на территории резервуарного парка и в технологической зоне должны предусматриваться приподнятыми над планировочным рельефом не менее чем на 0,3 м;

л) для беспрепятственного проезда техники по территории минимальные радиусы закруглений на проездах следует принимать не менее 12 м. С целью обеспечения возможности подъезда длинномерной техники при проектировании дорог и проездов площадки НПС необходимо предусматривать расширение внутренней части углов поворота дорог;

м) продольный уклон должен составлять не более 80 промилле (4,6 град.). В особо трудных условиях – не более 105 промилле (6 град.).

9.2.6 Требования по благоустройству территории:

а) на территории НПС для озеленения должны применяться преимущественно газоны и цветники.

Не допускается использовать для озеленения территории лиственные породы деревьев и кустарников, выделяющие при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена, а так же хвойные породы деревьев и кустарников;

б) в производственной зоне НПС и в зоне РП для озеленения должны применяться только газоны (по согласованию с заказчиком возможно применение неорганических сыпучих материалов: мелкого щебня, гранитного отсева, крошки и т.п.);

в) посадка газонов внутри обвалованной территории РП не допускается;

г) передвижение людей по территории НПС осуществляется по проезжей части автомобильных дорог, а для проходов людей к узлам технологического оборудования, входам в здания, подходам к лестницам-переходам через обвалование или ограждающую стену каре резервуаров должны устраиваться тротуары шириной не менее 1,0 м;

На тротуарах (пешеходных дорожках) должно предусматриваться покрытие из тротуарных плиток с устройством тротуарного бордюра или асфальтобетонное покрытие (указывается в задании на проектирование).

д) для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м в количестве четырех - для группы резервуаров и не менее двух - для отдельно стоящих резервуаров. Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах следует предусматривать пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

9.2.7 СБК должен располагаться со стороны дороги общего пользования, с которой проектируется подъездная дорога к НПС, с учетом требований высотного взаиморасположения зон: административно-хозяйственной и производственной.

9.2.8 КПП НПС должен быть размещен со стороны подъезда к НПС от дороги общего пользования. При проектировании подъездной автодороги необходимо предусматривать меры по снижению скорости движения транспорта при подъезде к КПП НПС с установкой на расстоянии не менее 40 м устройств для снижения скорости в виде искусственной дорожной неровности.

9.2.9 К площадкам для размещения пожарных пеноподъемников устанавливаются следующие требования:

а) в резервуарных парках для нефти объемом от 10 000 м³ и более на каждый резервуар номинальным объемом 3000 м³ и более необходимо предусматривать не менее

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

двух площадок для установки пожарных пеноподъемников. Площадки, как правило, следует размещать с противоположных сторон обвалования резервуара, учитывая преобладающее направления ветра в резервуарном парке. Площадки необходимо принимать с твердым покрытием. Тип твердого покрытия определен п.9.2.5 (г). В местах установки аутригеров пожарного пеноподъемника покрытие площадки должно выдерживать нагрузку не менее 150 кН;

б) площадки принимаются размерами не менее чем 15×15 м. При невозможности устройства площадок, необходимо предусматривать уширение проезжей части дороги до 8 м протяженностью не менее 30 м;

в) с целью исключения на площадках противоскатных барьеров уклон площадки в продольном направлении должен составлять не более 10 промилле (0,57 град.), в поперечном не более 40 промилле (2,3 град.);

г) над площадкой не допускается прокладка инженерных коммуникаций по эстакадам. При наличии эстакад на действующих объектах, необходимо поднимать инженерные коммуникации на высоту не менее 6 м, либо осуществлять их прокладку подземно в трубах;

д) в секторе 30 градусов между площадкой и резервуаром не допускается расположение высотных (более 6 м) препятствий (молниеприемники и пр.);

е) для подключения пожарных пеноподъемников к сетям водо-растворопроводов площадки должны оборудоваться гребенками, обеспечивающими требуемый расход огнетушащих веществ для работы пожарных пеноподъемников и его защиту от теплового воздействия;

ж) на объектах нового строительства площадки проектируются на одном уровне с дорогой на расстоянии не менее 15 м до ближайшей стенки резервуара, максимальное расстояние от края площадки до стенки резервуара не должно превышать максимального вылета стрелы пожарного пеноподъемника при высоте расположения гидромонитора пожарного пеноподъемника на уровне выше 2-х метров верхней отметки стенки резервуара (22 метра, если не указан другой вылет в задании на проектирование).

9.3 Общие требования к проектированию зданий и сооружений НПС

9.3.1 Здания и сооружения НПС выполняются (устанавливаются заданием на проектирование):

а) из легких металлических конструкций;

б) из легких металлических конструкций полной заводской поставки в блочно-модульном и панельно-стоечном исполнении.

в) со стенами из монолитного железобетона;

г) со стенами из кирпича;

9.3.2 Конструкция зданий и сооружений НПС должна определяться в зависимости от климатических параметров, постоянных и временных нагрузок, функционального назначения, внутреннего температурного режима эксплуатации зданий и сооружений и отвечать требованиям промышленной и пожарной безопасности технологических процессов с учетом требований, указанных в задании на проектирование.

9.3.3 Расчеты строительных конструкций всех зданий и сооружений необходимо выполнять с учетом Федерального закона [8], СП 43.13330.2012, СП 44.13330.2011, СП 56.13330.2011, СНиП 31-04-2001, СНиП 2.11.03-93 и следующих требований:

а) расчет фундаментов зданий и сооружений выполнять по двум предельным состояниям.

К предельным состояниям первой группы относится расчет по прочности (по полной непригодности к эксплуатации, вследствие потери несущей способности). Расчет производить на основе сочетания нагрузок. При наличии особых нагрузок и воздействий – при расчете необходимо учитывать основное и особое сочетание нагрузок, включающее в себя одну из особых нагрузок.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

К предельным состояниям второй группы относятся расчеты по деформациям (по непригодности к нормальной эксплуатации, вследствие появления недопустимых деформаций). Расчет производить на основное сочетание нагрузок, включающее в себя постоянные, длительные и кратковременные нагрузки;

б) расчеты бетонных и железобетонных конструкций выполнять по двум группам предельных состояний, с учетом расчета по раскрытию трещин;

в) расчеты металлических конструкций зданий и сооружений выполнять с учетом назначения конструкций, условий их изготовления, транспортировки, монтажа и эксплуатации, а также свойств материалов. При проектировании зданий и сооружений принимаются конструктивные схемы, обеспечивающие прочность, устойчивость и пространственную неизменяемость зданий и сооружений в целом и их отдельных элементов при транспортировке, монтаже и эксплуатации. Стальные конструкции следует рассчитывать как единые пространственные системы с учетом факторов, определяющих напряженное и деформируемое состояние, особенности взаимодействия элементов конструкции между собой и с основанием, геометрической и физической нелинейности, свойств материалов и грунтов. Расчеты рекомендуется производить с учетом программных комплексов;

г) расчеты конструкций зданий и сооружений, расположенных в районах с сейсмичностью выполнять на основные и особые сочетания нагрузок с учетом сейсмических воздействий.

Здания и сооружения следует относить к одному из следующих уровней ответственности:

- повышенный (I);
- нормальный (II);
- пониженный (III).

Т а б л и ц а 9.1 - Значения уровней ответственности для зданий и сооружений НПС

№ п/п	Номер по экспликации	Наименование зданий и сооружений	Уровень ответственности
1	2	3	4
1	003	Здание магистральной насосной	I
2	004	Подпорная насосная станция	I
3	007	Узел запорной арматуры	I
4	008.1-3	Узел регулирования давления	I
5	009	Узел с предохранительными устройствами	I
6	026	Фильтр-грязеуловитель	I
7	027	Операторная	II
8	029.1-4	Емкость для сбора утечек нефти и дренажа	II
9	055	Пункт подогрева нефти	I
10	100.1-2	Резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей, ёмк. 3000 м ³	II
11	101.1-6	Резервуар вертикальный стальной с понтоном ёмк. 20000 м ³	I
12	106.1-6	Резервуар для хранения топлива	II
13	156	Испытательная лаборатория	II
14	158	Система измерения количества и показателей качества нефти	I
15	161	Метрологическая лаборатория	II

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы 9.1

№ п/п	Номер по экспликации	Наименование зданий и сооружений	Уровень ответственности
1	2	3	4
16	165	Блок измерений показателей качества нефти	I
17	167	Склад испытательной (аналитической) лаборатории	II
18	205	Кабельная эстакада	II
19	207	Комплектная трансформаторная подстанция	II
20	208.1, 208.2	Комплектная трансформаторная подстанция и щит станции управления	II
21	209	Закрытое распределительное устройство	II
22	215	Дизельная электростанция	I
23	217	Частотно-регулируемый преобразователь	II
24	262	Антенная мачта	I
25	351	Насосная станция пожаротушения	II
26	352.1-4	Резервуар противопожарного запаса воды ёмк. 5000 м ³	II
27	360	Пожарное депо	II
28	361,686	Склад пенообразователя. Закрытая стоянка техники	II
29	362	Молниеотвод	II
30	363	Пожарный гидрант	II
31	367	Помещение с электроприводными задвижками	II
32	368	Технологическое помещение при резервуарах противопожарного запаса воды	II
33	403,470	Станция биологической очистки сточных вод. Станция очистки производственно-дождевых сточных вод	II
34	410	Лаборатория эколого-аналитического контроля	II
35	412.1-3	Площадка временного хранения отходов	III
36	419	Склад заглубленный	II
37	420	Площадка для размещения установки по утилизации отходов	
38	421	Площадка для временного размещения грунта, загрязненного нефтепродуктами, нефтешламами	III
39	423	Склад эколога- и химико-аналитических лабораторий	II
40	450	КНС отстоянных сточных вод	II
41	453	КНС очищенных сточных вод	II
42	454	КНС бытовых сточных вод	II
43	455	Резервуар статического отстоя V=200 м ³	II
44	471.1-5	КНС производственно-дождевых сточных вод	II
45	474.1-2	Резервуар-накопитель производственно-дождевых сточных вод V=1000 м ³	II

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 9.1

46	478	Сборник уловленной нефти	II
47	483.1-2, 483.3-4	Технологическое помещение при резервуарах статического отстоя	II
48	484	Технологическое помещение при резервуаре-накопителе сточных вод	II
49	496	Резервуар-накопитель подтоварных вод	II
50	511	Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения	II
51	555.1-2	Здание котельной	II
52	608	Прожекторная мачта	II
53	619	Контрольно-пропускной пункт	II
54	660	Площадка для складирования труб	III
55	663	Склад кислородных баллонов	III
56	673,665, 208	Закрытая стоянка техники с ремонтным блоком. Склад оборудования, запасных частей. Комплектная трансформаторная подстанция и щит станции управления	II
57	681,683	Бытовой корпус. Столовая	II
58	675, 683	Вахтовый жилой корпус. Столовая	II
59	677	Служебно-бытовой корпус с узлом связи	II
60	685	Склад пропановых баллонов	III
61	754	Переходная галерея	II
62	761	Контрольно-технический пункт осмотра автотранспорта	III
63	762	Осмотровая канава с навесом	III

9.3.4 Объемно-планировочные решения

9.3.4.1 Архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения производственных зданий и сооружений НПС должны приниматься на основании настоящего документа с учетом требований технологических процессов, климатических, сейсмических и инженерно – геологических условий площадок строительства.

Здания и сооружения НПС, выполненные из сборных металлических конструкций заводского изготовления, должны представлять собой быстровозводимые каркасные здания или здания в блочно-комплектном или блочно-модульном исполнении полной заводской готовности. Наружные ограждающие конструкции стен и покрытия – трехслойные панели заводской готовности типа «Сэндвич» с утеплителем из негорючих минераловатных плит на основе базальтового волокна на синтетическом связывающем. Кровли должны быть двускатные пролетом до 18,0 м включительно с уклоном 20 градусов; пролетом свыше 18,0 м с уклоном 20 %, что составляет не более 12 градусов.

Фасадные системы зданий (в т.ч. системы наружного утепления) не должны распространять горение и должны соответствовать классу пожарной опасности К0.

Несущие конструкции фасадных систем, узлы их крепления к зданию, материалы отделки, облицовки, теплоизоляции фасадных систем, ветро - гидрозащитные мембраны и кошировки, коробка по периметру оконных (дверных и др.) проемов должны быть выполнены из материалов группы горючести НГ. Если указанные элементы фасадных систем выполнены в виде строительных конструкций, класс пожарной опасности строительных конструкций должен быть К0.

Не допускается выполнять отделку (облицовку) внешних поверхностей наружных стен в зданиях из материалов групп горючести Г 2 – Г 4.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.3.4.2 Площади административных и хозяйственно-бытовых помещений должны определяться в соответствии с численностью персонала НПС, в соответствии с заданием на проектирование и требований нормативных документов. Архитектурные решения зданий следует принимать с учетом градостроительных, климатических условий района строительства и характера окружающей застройки. Цветовую отделку интерьеров следует предусматривать в соответствии с назначением помещений.

В зависимости от технологического назначения производственные здания должны быть оборудованы ручными или электроприводными грузоподъемными механизмами – подвесными или опорными мостовыми кранами, талями.

В зданиях следует предусматривать помещения для хранения, очистки и сушки уборочного инвентаря, оборудованные системой горячего и холодного водоснабжения не менее 4 м².

Помещения собраний и совещаний определяются в соответствии со штатным расписанием по заданию на проектирование.

9.3.4.3 Административно-бытовые здания предназначены для размещения в них помещений: административных, санитарно-бытовых, здравоохранения, общественного питания, помещений отдыха дежурной смены, проживания вахты.

Площади административно-бытовых помещений определяются с учетом численности работающих – списочной, в наиболее многочисленной смене, принимая для расчета бытовых помещений и устройств. При этом в численность работающих необходимо включать число практикантов, проходящих производственное обучение и командировочных из расчета 7 чел.

При проектировании административно-бытовых зданий в их составе должна быть предусмотрена столовая, рассчитанная на обеспечение питанием всех работающих на НПС.

Площадь, состав и взаимное расположение функционально-планировочных элементов столовых должны определяться в соответствии с СП 44.13330.2011, СНиП 31-06-2009, МГСН 4.14-98 ТСН 31-320-2000, с учетом штатного расписания, типа столовой (доготовочная, на сырье, раздаточная), определяемых заказчиком в задании на проектирование, отдаленности от населенного пункта, места под застройку, размещения подключения к коммуникациям проектируемой площадки.

В состав функционально-планировочных элементов столовой, как правило, входят следующие основные функциональные группы:

- входная группа помещений, в том числе: вестибюль, гардероб, санузел, помещение уборочного инвентаря;
- бытовые помещения для обслуживающего и эксплуатационного персонала (кабинет заведующей столовой, гардеробная персонала с душевой);
- рабочие помещения (горячий цех, холодный цех, цех обработки мяса, цех обработки овощей, помещение для резки хлеба, раздаточная, моечная столовой посуды);
- помещения технического обслуживания (морозильная камера, холодильная камера, кладовая овощей, кладовая сухих продуктов, кладовая металлической и стеклянной тары, бельевая, помещение уборочного инвентаря, площадка для разгрузки);
- помещение приема пищи (обеденный зал) для посетителей.

Функционально-планировочные элементы бытового корпуса со столовой должны быть объединены переходами, общими холлами, вестибюлем и т.п., но при этом должны быть функционально и планировочно обособлены и иметь изолированные выходы в соответствии с противопожарными требованиями.

Число мест в помещении приема пищи столовой следует принимать из расчета одно место на четырех работающих в наиболее многочисленной смене.

9.3.4.4 При проектировании зданий следует:

- принимать объемно-планировочные решения зданий с учетом сокращения площади наружных ограждающих конструкций, а именно толщины стен;
- применять здания, сооружения в комплектном исполнении заводского изготовления;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- разрабатывать объемно-планировочные решения с учетом необходимости снижения динамических воздействий на строительные конструкции, технологические процессы и работающих, вызываемых виброактивным оборудованием или внешними источниками колебаний;

- при размещении оконных и дверных проемов в ограждающих конструкциях не допускается пересечение оконных и дверных проемов конструктивными элементами жесткости (связями) каркасов зданий.

9.3.4.5 Проектирование кровель зданий и сооружений следует выполнять в соответствии с СП 17.13330.2011 и СП 56.13330.2011.

При проектировании кровель следует предусматривать внутренний или наружный организованный водоотвод для удаления воды с кровель. В соответствии с п.3.24 СНиП 31-06 допускается предусматривать неорганизованный водоотвод с крыш 1 - 2-х этажных зданий при условии устройств козырьков над входами.

При неорганизованном водоотводе вынос карниза от плоскости стены должен составлять не менее 600 мм.

При наружном организованном отводе воды с кровли расстояние между водосточными трубами должно приниматься не более 24 м, площадь поперечного сечения водосточных труб должна приниматься $1,5 \text{ см}^2$ на 1 м^2 площади кровли.

Для предотвращения образования ледяных пробок и сосулек в водосточной системе кровли, а также скопления снега и наледей в водоотводящих желобах и на карнизном участке следует предусматривать установку на кровле кабельной системы противообледенения.

На кровлях с уклоном до 12% включительно в зданиях с высотой до карниза или верха наружной стены (парапета) более 10 м, а также на кровлях с уклоном более 12% в зданиях высотой до низа карниза более 7 м следует предусматривать ограждения по ГОСТ 25772.

Для зданий высотой от планировочной отметки земли до карниза или верха парапета 10 м и более следует проектировать один выход на кровлю (на каждые полные и неполные 40 000 м^2 кровли), в том числе зданий:

- одноэтажных - по наружной открытой стальной лестнице;
- многоэтажных - из лестничной клетки.

9.3.4.6 Категории зданий, сооружений и помещений по пожарной и взрывопожарной опасности, а также классы пожароопасных и взрывоопасных зон устанавливаются расчётом в технологической части проекта в соответствии с главами 5, 7, 8 Федерального закона [6], СП 12.13130.2009, ОР-91.010.30-КТН-116-12.

9.3.4.7 В производственных зданиях и помещениях, кроме категорий А и Б, требующих по условиям технологии поддержания в них стабильных параметров воздушной среды и размещения инженерного оборудования и коммуникаций, следует предусматривать подвесные (подшивные) потолки и фальшполы.

9.3.4.8 В помещениях категорий А и Б следует предусматривать наружные легкобрасываемые ограждающие конструкции.

В качестве легкобрасываемых конструкций следует использовать остекление окон и фонарей. При недостаточной площади остекления следует в качестве легкобрасываемых конструкций использовать конструкции покрытий. При отсутствии расчетных данных площадь легкобрасываемых конструкций должна составлять не менее $0,05 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема помещения категории А. Оконное стекло относится к легкобрасываемым конструкциям при толщине 3, 4 и 5 мм и площади не менее (соответственно) 0,8, 1,0 и $1,5 \text{ м}^2$. Армированное стекло и стеклопакеты к легкобрасываемым конструкциям не относятся. Расчетная нагрузка от массы легкобрасываемых конструкций покрытия должна составлять не более 0,7 кПа (70 кгс/м^2).

9.3.4.9 В местах установки грузоподъемных кранов должны быть предусмотрены площадки и лестницы для обеспечения безопасного доступа к механизмам и металлоконструкциям кранов, требующим технического обслуживания. Площадки обслуживания грузоподъемных кранов должны устанавливаться преимущественно в

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

торцевой части зданий по всей длине или, для двухбалочных кранов, в центре торцевой части здания с двумя дополнительными площадками, устанавливаемыми предпочтительно в углах здания, по одной с каждой длинной стороны здания, и проектироваться в соответствии с п.9.4.19.8.

Для обслуживания сдвоенных мостовых опорных двухбалочных кранов должны предусматриваться две площадки в противоположных торцах здания с двумя дополнительными площадками, устанавливаемыми предпочтительно в углах здания (по одной с каждой длинной стороны).

Габаритные размеры площадки обслуживания определяются конструкцией и размерами крана, и должны быть шириной не менее 1,2 м.

Лестницы площадок обслуживания должны быть металлическими и, в зависимости от расположения технологического оборудования и наличия свободных площадей для размещения лестниц, проектироваться в соответствии с п.9.4.19.4, 9.4.19.6.

9.3.4.10 Все элементы каркаса зданий, а также ворота, калитки, окна принимаются заводского изготовления.

Тип ворот принимается в зависимости от климатических условий (распашные, подъемно-секционные, рулонные с двигателем во взрывозащищенном исполнении). Тип ворот указывается заказчиком в задании на проектирование.

Конструкция ворот должна включать в себя механизмы защиты и уравнивания, рассчитанные на заданную массу, габаритные размеры и траекторию перемещения полотен ворот, а также устройства безопасности.

При дистанционном открывании ворот должна быть обеспечена также возможность открывания их вручную.

Размеры ворот в свету для наземного транспорта следует принимать с превышением габаритов транспортных средств (в загруженном состоянии) не менее чем на 0,2 м по высоте и 0,6 м по ширине. В воротах необходимо предусматривать калитки в качестве эвакуационных выходов.

Входные двери зданий и сооружений принимаются металлическими, заводского изготовления, исполнения в зависимости от климатических условий.

9.3.5 Помещения в зданиях административного назначения, как правило, составляют следующие основные функциональные группы по СНиП 31-06-2009 и СП 44.13330.2011:

- а) кабинеты руководства;
- б) рабочие помещения структурных подразделений учреждений и организаций;
- в) помещения для совещаний и (или) конференц-залы;
- г) помещения информационно-технического назначения, в том числе помещения охраны труда, архивы, помещения информационно-вычислительной техники и др. в зависимости от задания на проектирование;
- д) входная группа помещений, в том числе: вестибюль, гардероб, бюро пропусков, помещение охраны;
- е) помещения социально-бытового обслуживания, в том числе: помещения предприятий общественного питания, медицинского обслуживания, санитарные узлы, бытовые помещения для обслуживающего и эксплуатационного персонала;
- ж) помещения технического обслуживания здания, в том числе: ремонтные мастерские, кладовые различного назначения и т.п.;
- и) помещения для инженерного оборудования, в том числе: венткамеры, электрощитовые, тепловые узлы, компрессорные.

Состав помещений, их площадь и функциональная взаимосвязь в зданиях учреждений определяются заказчиком в задании на проектирование.

9.3.6 Обеспечение надежности и безопасности при эксплуатации

9.3.6.1 При устройстве лестниц применение ступеней с разными параметрами высоты и глубины в пределах марша не допускается.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.3.6.2 В полу на путях эвакуации не допускаются перепады высот менее 45 см и выступы, за исключением порогов в дверных проемах. В местах перепада высот следует предусматривать лестницы с числом ступеней не менее трех или пандусы с уклоном не более 1:6.

9.3.6.3 Покрытие полов должно быть выполнено в соответствии с назначением помещений по СП 29.13330.2011 (пункт 4 таблица 1, 2) и Приложения В.

9.3.6.4 Над входами в здания должны быть запроектированы защитные козырьки из металлоконструкций, отделанные профилированным листом. При прямом входе в здание - двускатные козырьки, при боковом входе - односкатные козырьки, обеспечивающие водоотлив от площадки и крыльца.

Над воротами в здания необходимо предусмотреть односкатные козырьки.

9.3.6.5 Над вводами кабельных конструкций в здания должны быть предусмотрены защитные козырьки.

9.3.7 В проектной документации должны быть предусмотрены мероприятия промышленной эстетики.

9.3.7.1 Все здания и сооружения НПС должны быть выполнены в едином корпоративном стиле ОАО «АК «Транснефть».

9.3.7.2 Наружная отделка здания с учетом РД-01.075.00-КТН-052-11:

- кровля – синего цвета по RAL 5005;

- стены – двух цветов в соответствии с цветовым решением фасадов по RAL 5005 синего цвета, по RAL 9003 цвет белый, 9023 серебристо-серый перламутр (определяется заданием на проектирование и агрессивностью окружающей среды);

- облицовка монолитного железобетонного цоколя – керамогранит темного серого цвета с вкраплениями синего, белого, черного цвета в корпоративных тонах высотой 600 мм. При проектировании в сложных климатических условиях и низких отрицательных температурах (температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92, ниже минус 40°С), допускается отделку цоколей зданий и сооружений выполнить профлистом (определяется заказчиком в задании на проектирование);

- оконные и дверные блоки – по RAL 5005 синего цвета, с внутренней стороны по RAL 9003 цвет белый и RAL 5005 синего цвета в зависимости от назначения здания;

- нащельники, наличники, козырьки, карнизы – по RAL 5005 синего цвета.

9.3.7.3 Внутренняя отделка наружного стенового ограждения – заводской готовности, выполняется в корпоративных цветах ОАО «АК «Транснефть»: кровельные панели – RAL9003 (белый), стеновые панели – светлые тона (близкие к RAL 9003) [17]. Помещения бытового и административного назначения имеют цвет «кофе с молоком», цвет «слоновой кости», светло-бежевый цвет в зависимости от ориентации здания.

9.3.7.4 Выступающие над отметкой пола боковые поверхности фундаментов под оборудование облицовываются по типу пола или внутреннего цоколя керамической плиткой.

9.3.7.5 На путях эвакуации (лестничные клетки, коридоры, тамбуры) заполнение потолков, покрытия полов и отделка стен выполняется материалами, имеющими подтверждение соответствия требованиям пожарной безопасности. Все применяемые строительные материалы имеют санитарно-гигиенические и сертификаты соответствия, которые предоставляются фирмой изготовителем при поставке материалов на стройку.

9.3.7.6 Для всех зданий высотой от уровня земли более 4,0 м необходимо предусмотреть наличие:

- стационарных лестниц для подъема на крышу, трапиков, обеспечивающих безопасный выход на крышу и работу на ней;

- ограждений по краю кровли;

- анкерных линий (либо устройств, приспособлений их заменяющих) для крепления страховочных канатов (веревки).

9.3.7.7 Все электропомещения и помещения с различной категорией производств должны быть выделены противопожарными преградами.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.3.7.8 Типы полов в помещениях зданий должны соответствовать категориям помещений по взрывопожароопасности. Уклоны полов должны быть выполнены в сторону приямков и трапов, величина уклона должна быть не менее 0,005.

9.3.7.9 Крыльца входов должны быть выполнены из монолитного бетона с облицовкой верхних поверхностей материалами, исключающими скольжение обуви. Боковые поверхности крылец должны облицовываться керамогранитом или профлистом в соответствии с принятым по п.7.3.7.2 типом отделки цоколя здания.

9.3.7.10 Оконные блоки помещений категорий А должны быть запроектированы с металлическими переплетами с одинарным остеклением или двойным с отдельным остеклением толщиной стекла 4 мм (определяется по теплотехническому расчету) в типоразмерах ГОСТ 12506 [18]. Применение стеклопакетов запрещено.

9.3.7.11 Помещения, защищаемые автоматическими установками пожаротушения высокократной пеной, должны быть оборудованы самозакрывающимися распашными дверьми и съемными металлическими сетками на окнах с размером ячейки 5 мм. Металлические сетки должны предусматриваться вплотную к оконному проему с зазором не более 5 мм и размещаться от низа окна до высоты защищаемого объема.

9.3.7.12 В помещениях с постоянным присутствием персонала в оконных проемах могут дополнительно устанавливаться москитные сетки. Необходимость применения москитных сеток определяется заказчиком в задании на проектирование.

9.3.7.13 В зданиях и сооружениях НПС должны быть предусмотрены конструктивные, объемно-планировочные и инженерно-технические решения, обеспечивающие выполнение требований Федерального закона Российской Федерации [6].

9.3.7.14 Для обеспечения нормативных пределов огнестойкости на стальные конструкции зданий и сооружений необходимо наносить огнезащитное покрытие, отвечающее требованиям промышленной эстетики, материалами, до предела огнестойкости принимаемого в соответствии с СП 2.13130.2012 в зависимости от степени огнестойкости здания.

9.3.7.15 Гарантийный срок службы огнезащитного покрытия должен быть не менее 10 лет.

9.3.7.16 Нанесение огнезащитного покрытия металлических конструкций производится в заводских условиях.

Допускается нанесение огнезащитного покрытия на месте производства работ (на объекте) при условии:

- нанесение огнезащитного покрытия должно осуществляться организацией имеющей соответствующее разрешение соответствующую лицензию на выполнение данных работ, оформленное в установленном порядке. Проект (инструкция) производства работ по нанесению огнезащитного покрытия должен разрабатываться в соответствии с ТУ, паспортом завода-изготовителя на огнезащитное покрытие, имеющего подтверждение соответствия требованиям пожарной безопасности и согласовываться Заказчиком;

- качество огнезащитного покрытия, наносимого на металлоконструкции в условиях строительных площадок должно соответствовать требованиям завода-изготовителя огнезащитного покрытия, с соблюдением параметров толщины покрытия, адгезии и срока эксплуатации.

- качество нанесенных покрытий должно быть подтверждено аккредитованной в установленном порядке на право проведения этих работ организацией.

9.3.7.17 Решения по обеспечению огнестойкости строительных конструкций, заполнению проемов в них; эвакуационным путям и выходам; ограничению распространения пожара предусматриваются с учетом требований Федерального закона [6], СП 1.13130.2009, СП 2.13130.2012, СП 4.13130.2013 и других действующих нормативных документов Российской Федерации.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.3.7.18 Класс пожарной опасности материалов, применяемых для облицовки стен, потолков и пола на путях эвакуации, должен соответствовать требованиям Федерального закона Российской Федерации [6].

9.3.7.19 На входных дверях производственных, складских помещений и наружных установках службой эксплуатации здания наносятся обозначения их категорий по взрывопожарной и пожарной опасности, а также классы зон в соответствии с главами 5, 7 и 8 Федерального закона [6].

9.3.7.20 Требования к сигнальным цветам и знакам безопасности, приведены в приложении Г настоящего документа.

9.4 Требования к архитектурно-строительному проектированию зданий и сооружений НПС

9.4.1 Магистральная насосная

9.4.1.1 Здание магистральной насосной должно представлять собой одноэтажное однопролетное отапливаемое здание прямоугольной в плане формы и иметь габаритные размеры (см. приложение Д) в зависимости от установленных МНА.

9.4.1.2 Не допускается проектирование зданий магистральных насосных с воротами для каждого МНА. Предусматривать наличие ворот с расположением их между агрегатами 1 и 2, а также 3 и 4.

9.4.1.3 Помещение насосных агрегатов должно быть отделено от других помещений противопожарными перегородками 1 типа с пределом огнестойкости EI 45.

9.4.1.4 В зале насосных агрегатов должны быть предусмотрены металлические, глухие утепленные ворота, количество, расположение и габаритные размеры которых определяются исходя из обеспечения возможности монтажа/демонтажа и транспортирования через ворота размещаемых в насосном зале сборочных единиц оборудования без их разборки и проноса друг над другом.

9.4.1.5 Полы в зале насосных агрегатов и венткамерах, в соответствии с требованиями по взрывопожарной опасности и электропроводности, должны быть выполнены из негорючих и безыскровых материалов.

9.4.1.6 Покрытие полов должно быть выполнено в соответствии с требованиями п.9.4.1.5 и СП 29.13330.2011 п.4 таблицы 1, 2 и Приложения В.

9.4.1.7 Помещение насосных агрегатов должно оборудоваться опорным мостовым краном. Грузоподъемность крана должна определяться в зависимости от типа ЭД насосного агрегата. Для проведения обслуживания и ремонтов мостового крана должна быть предусмотрена стационарная или передвижная площадка. Габаритные размеры зала магистральных насосных агрегатов и высота подкрановых путей должны определяться с учетом размеров устанавливаемого в них оборудования и его обвязки.

9.4.1.8 При проектировании магистральной насосной должно быть предусмотрено устройство реперов и марок (стенных реперов) в том числе на несущих колоннах зданий относящихся к первому уровню ответственности для проведения замеров осадки фундаментов МНА.

9.4.1.9 Характеристики здания магистральной насосной должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «А».

9.4.2 Здание маслосистемы

9.4.2.1 Здание маслосистемы основных агрегатов должно представлять собой одноэтажное отапливаемое здание прямоугольной в плане формы. Габаритные размеры (см. приложение Д) здания должны устанавливаться с учетом размеров оборудования, устанавливаемого в помещении маслосистемы, и его обвязки.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.4.2.2 Для обслуживания оборудования маслосистемы должна быть предусмотрена таль ручная передвижная в нормальном исполнении.

9.4.2.3 Снаружи в торце здания должен быть запроектирован навес для агрегатов воздушного охлаждения.

9.4.2.4 Характеристики здания маслосистемы должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «В».

9.4.3 Блок ССВД

9.4.3.1 ССВД должна быть предусмотрена в здании легкоборного типа в полной заводской готовности и включать в себя все необходимое инженерное обеспечение и оборудование ССВД.

9.4.3.2 Габариты здания приведены в приложении Д настоящего документа.

9.4.3.3 ССВД должна включать:

- клапаны;
- контрольную панель наддува газом;
- средства подкачки незамерзающей жидкости с накопительной емкостью и насосом с

ЭД во взрывозащищенном исполнении и комплектным взрывозащищенным постом местного управления;

- гидропневматические аккумуляторы;
- средства контроля потока нефти на выходе клапанов;
- кабельную обвязку с клеммной коробкой;
- регулятор;
- средства контроля по месту давления на входе и выходе из клапана;
- средства контроля по месту давления газа в ГПА;
- разделительную емкость;
- средства контроля по месту давления газа в источнике газа высокого давления;
- редуктор давления источника газа высокого давления;
- трубную обвязку по газу высокого давления до источника газа высокого давления

(газовые баллоны);

- трубную обвязку дренажа.

9.4.3.4 Характеристики блока ССВД должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1.;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «А».

9.4.4 Операторная, ЗРУ и КТП

9.4.4.1 Помещение операторной, ЗРУ и КТП (со ЩСУ) должны быть расположены в одном отапливаемом здании.

9.4.4.2 Операторная должна состоять из следующих помещений:

- а) операторная;
- б) помещение кроссовых шкафов и панелей;
- в) склад КИП и А;
- г) помещение АРМ инженера;
- д) венткамера;
- е) гардеробная;
- ж) комната дежурного персонала;
- и) комната приема пищи;
- к) санузел
- л) помещение ДЭМ с АРМ АСТУЭ.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.4.4.3 Высота помещения ЗРУ и КТП должна быть на 0,8 м выше выступающих частей шкафов, включая закрытый шинный мост. В помещении КТП должны быть расположены ЩСУ-0,4 кВ.

9.4.4.4 Конструкция здания ЗРУ, КТП должна предусматривать возможность замены ячеек ЗРУ и трансформаторов КТП.

Размеры помещений должны обеспечивать возможность двустороннего обслуживания оборудования КТП и ЗРУ.

9.4.4.5 В помещении ЗРУ должно размещаться:

- а) оборудование ЗРУ со стендом хранения защитных средств;
- б) шкафы управления оперативным током;
- в) конденсаторные установки;
- г) шкафы АСТУЭ, АИИС КУЭ;
- д) УПП или ЧРП.

9.4.4.6 Помещения операторной, кроссовых шкафов и панелей оснащаются системами кондиционирования воздуха. Помещения кроссовых шкафов и панелей оборудуются автоматическим газовым пожаротушением.

9.4.4.7 Характеристики здания операторной, ЗРУ, КТП должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости II;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности С0;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «В3-В4» (определяется расчетом).

9.4.5 Насосная станция пожаротушения

9.4.5.1 Насосная станция пожаротушения должна представлять собой одноэтажное, отдельно стоящее отапливаемое здание прямоугольной в плане формы. Габариты здания должны быть минимальными и определяются с учетом технологической схемы, обеспечивающей тушение защищаемого объекта с применением оптимального количества оборудования с необходимыми параметрами.

9.4.5.2 В здании насосной станции пожаротушения предусматривается склад пенообразователя с обособленным выходом.

9.4.5.3 При определении габаритов здания и технологической схемы необходимо учитывать, что:

а) для отвода воды из предохранительных клапанов систем дозирования необходимо предусматривать дренажный трубопровод, подсоединенный к сборному коллектору. Отвод воды из сборного коллектора предусматривается в дренажный лоток или в систему промканализации. При этом нарушение характеристик работы клапанов не допускается;

б) до и после систем дозирования необходимо предусматривать установку запорной арматуры с электроприводом и обратный клапан для защиты систем от гидравлических ударов;

в) необходимо предусматривать насосные агрегаты, предназначенные для перемешивания раствора пенообразователя в кольцевых сетях заполненных растворопроводов (при их наличии) и устройства, обеспечивающие контроль и поддержание давления в сети растворопровода;

г) количество всасывающих линий к насосной станции независимо от числа и групп установленных насосов, включая пожарные, должно быть не менее двух;

д) напорная линия каждого насоса должна быть оборудована обратным клапаном, устанавливаемым между насосом и запорной арматурой;

е) при установке монтажных вставок их следует размещать между запорной арматурой и обратным клапаном;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

ж) для подключения установки пожаротушения к мобильным средствам пожаротушения с целью их заправки необходимо предусматривать трубопроводы с выведенными наружу присоединительными патрубками;

и) ширина проходов должна быть, не менее:

- между насосами или электродвигателями – 1 м;
- между насосами или электродвигателями и стеной в заглубленных помещениях – 0,7 м, в прочих – 1 м; при этом ширина прохода со стороны электродвигателя должна быть достаточной для демонтажа ротора;
- между неподвижными выступающими частями оборудования – 0,7 м;
- перед распределительным электрическим щитом – 2 м;

к) мощность, состав и количество оборудования выбирается в зависимости от защищаемого технологического сооружения.

9.4.5.4 Помещение насосной станции пожаротушения должно быть отделено от других помещений противопожарными перегородками с пределом огнестойкости EI 45 и перекрытиями с пределом огнестойкости REI 60.

9.4.5.5 Помещение насосной станции пожаротушения и склада пенообразователя должно быть оборудовано краном подвесным.

9.4.5.6 Характеристики здания насосной станции пожаротушения должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости I;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «Д».

9.4.6 Помещение с электроприводными задвижками

9.4.6.1 Электроприводные задвижки должны размещаться в отапливаемом одноэтажном здании, прямоугольной формы в плане. Габариты здания должны быть минимальными и определяться с учетом размещения необходимого оборудования; возможности эксплуатации и технического обслуживания.

9.4.6.2 Характеристики помещения с электроприводными задвижками должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости II;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «Д».

9.4.7 Насосная станция оборотного водоснабжения

Насосная станция оборотного водоснабжения должна представлять собой одноэтажное отапливаемое здание прямоугольной в плане формы.

Аппараты АВГ должны располагаться на открытой площадке.

Характеристики здания насосной станции оборотного водоснабжения должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «Д».

9.4.8 Служебно-бытовой корпус с узлом связи

9.4.8.1 При проектировании СБК следует учитывать требования настоящего документа, а также ОСТ 45.86-96 [19], СНиП 31-05-2003 и санитарных норм проектирования.

9.4.8.2 Здание СБК должно предусматриваться одноэтажного или двухэтажного исполнения, в зависимости от штатного расписания и места отведенного под здание на генплане.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.4.8.3 В состав помещений СБК должны входить: гардеробные, душевые, умывальники, уборные, помещения для отдыха, приема пищи, медицинский кабинет, кабинет охраны труда (см. ОР-03.180.00-КТН-003-12), помещения узла связи (узел связи, серверная, помещение дежурного оператора и инженера узла связи, помещение ЗИП, шкаф источника гарантированного электропитания), противорадиационное укрытие (в цокольной части), караульное помещение службы безопасности, кабинет инженера службы пожарной охраны, помещение обучения мерам пожарной безопасности.

9.4.8.4 Помещения серверных (24 м² и более) должны оборудоваться автоматическим газовым пожаротушением.

9.4.8.5 Номенклатура бытовых помещений и площади должны быть разработаны с учетом удовлетворения потребности штатной численности работающих (ежедневное пребывание и периодическое). Пути эвакуации должны соответствовать требованиям СП 1.13130.2009.

9.4.8.6 Характеристики СБК должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф4.3;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО.

9.4.9 Служебно-бытовой корпус линейной службы сети связи

9.4.9.1 При проектировании СБК ЛС сети связи следует учитывать требования настоящего документа, а также СНиП 31-05-2003 и санитарных норм.

9.4.9.2 В состав помещений СБК ЛС сети связи должны входить: гардеробные, душевые, умывальники, уборные, помещения рабочего персонала, кабинет начальника, кабинет инженера, помещение для оборудования, электрощитовая, тепловой узел.

Номенклатура бытовых помещений и площади должны быть разработаны с учетом удовлетворения потребности штатной численности работающих (ежедневное пребывание и периодическое). Пути эвакуации должны соответствовать требованиям СП 1.13130.2009.

9.4.9.3 Характеристики СБК ЛС сети связи должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф4.3;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО.

9.4.10 Закрытая стоянка техники с ремонтным блоком и складом для хранения оборудования и средств ЛРН

9.4.10.1 Закрытая стоянка техники с ремонтным блоком и складом для хранения оборудования и средств ЛРН должна представлять собой одноэтажное отапливаемое здание.

9.4.10.2 В состав помещений должны входить:

- а) стоянки автомобилей (в том числе для автомобилей ОАО «Связьтранснефть», если это оговорено в Задании на проектирование);
- б) склад для хранения оборудования и средств ЛРН;
- в) ремонтная мастерская, включающая в себя участки для ремонта механо-технологического оборудования, энергетического оборудования, оборудования КИПиА и сварочный пост (размеры помещений определяются с учетом габаритов устанавливаемого оборудования);
 - г) склад запчастей;
 - д) электрощитовая;
 - е) венткамера;
 - ж) пожарный пост (на НПС без РП в составе: стоянка техники: 1 основной автомобиль и 1 резервный; склад пожарно-технического вооружения и место размещения водителей);
 - и) бытовые помещения.

9.4.10.3 Части зданий, сооружений, строений, пожарных отсеков, а также помещения различных классов функциональной пожарной опасности должны быть разделены между собой ограждающими конструкциями с нормируемыми пределами огнестойкости и классами

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

конструктивной пожарной опасности или противопожарными преградами. Требования к таким ограждающим конструкциям и типам противопожарных преград устанавливаются с учетом классов функциональной пожарной опасности помещений, величины пожарной нагрузки, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности здания, сооружения, строения, пожарного отсека.

9.4.10.4 Двери должны быть оборудованы samozакрывающимися притворами, уплотнителями и отвечать требованиям к путям эвакуации в соответствии с требованиями СП 1.13130.2009.

9.4.10.5 Боксы для стоянки автомобилей должны быть оборудованы металлическими глухими утепленными воротами с распашной калиткой габаритами 0,9×2,1 м в свету.

9.4.10.6 Характеристики закрытой стоянки техники с ремонтным блоком и складом для хранения оборудования и средств ЛРН должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «В».

9.4.11 Закрытая стоянка техники ЛАЭС

9.4.11.1 Закрытая стоянка техники ЛАЭС должна представлять собой одноэтажное отапливаемое здание.

9.4.11.2 Здание должно состоять из следующих помещений:

- а) стоянки техники ЛАЭС;
- б) ремонтного бокса;
- в) венткамеры;
- г) электрощитовой;
- д) бытовые помещения.

9.4.11.3 Помещения различного функционального назначения и различных категорий по взрывопожарной и пожарной опасности должны быть разделены противопожарными перегородками.

9.4.11.4 Двери должны быть оборудованы samozакрывающимися притворами, уплотнителями и отвечать требованиям к путям эвакуации в соответствии с требованиями СП 1.13130.2009.

9.4.11.5 Характеристики закрытой стоянки техники ЛАЭС должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.2;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «В».

9.4.12 Склад кислородных и склад пропановых баллонов

9.4.12.1 Склад кислородных баллонов и склад пропановых баллонов должны представлять собой площадки с навесами, защищающими баллоны от осадков и солнечных лучей. Габаритные размеры приведены в приложении Д настоящего документа.

9.4.12.2 Площадки должны быть расположены на отметке плюс 1,2 м относительно земли.

9.4.12.3 Для раздельного хранения полных и опорожненных баллонов должны быть выделены отсеки.

9.4.12.4 В складе хранения пропановых баллонов следует применять безыскровые типы полов.

9.4.13 Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения

9.4.13.1 Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения должна представлять собой одноэтажное отапливаемое здание прямоугольной формы в плане.

9.4.13.2 В здании насосной должна быть предусмотрено установка умывальника.

9.4.13.3 Здание должно включать в себя:

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- а) насосный зал;
- б) электрощитовую.

9.4.13.4 Здание насосной станции хозяйственно-бытового водоснабжения должно быть оборудовано ручным подвесным краном.

9.4.13.5 Характеристики насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО;
- г) категории по взрывопожарной и пожарной опасности «Д».

9.4.14 Заглубленный материальный склад

9.4.14.1 Тип и вместимость защитного сооружения ГО, которое используется как заглубленный материальный склад, должны определяться на основании исходных данных и требований территориальных органов управления МЧС России в зависимости от требуемой степени защиты (зоны опасности) и численности наибольшей работающей смены НПС.

9.4.14.2 Содержание и использование ЗС ГО в мирное время должно соответствовать требованиям приказа МЧС России [20] и обеспечивать перевод помещений заглубленного материального склада на режим защитного сооружения в срок не более чем за 12 часов.

9.4.14.3 Заглубленный склад может располагаться в цокольном этаже СБК или являться отдельно стоящим сооружением (определяется заданием на проектирование).

При невозможности расположения заглубленного склада в СБК по согласованию с ОАО «АК «Транснефть» допускается проектировать заглубленный склад отдельно стоящим сооружением. Заглубленный склад должен размещаться на охраняемой территории НПС на максимальном удалении от зданий, сооружений производственного блока, магистральных и технологических трубопроводов, где возможен аварийный разлив нефти или взрыв газозвушной смеси в технологическом оборудовании, но вблизи мест пребывания большинства работающего персонала. При этом радиус сбора укрываемых в защитном сооружении должен соответствовать требованиям СНиП II-11-77*.

9.4.14.4 Объемно-планировочные решения, санитарно-технические системы и защитные свойства ЗС должны соответствовать требованиям СНиП II-11-77*.

9.4.15 Помещения поверочных (калибровочных) подразделений

Помещения поверочных (калибровочных) подразделений и их оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 8.395, ОТТ-75.180.30-КТН-270-08, [21] и [22].

Метрологические лаборатории должны размещаться в специальном здании или помещениях (не выше второго этажа) вдали от объектов, создающих сильные магнитные и высокочастотные поля, источников вибрации и шума (с уровнем выше 90 дБ), радиопомех (машин, электросварочного оборудования и др.).

9.4.16 Помещения для размещения подразделений охраны и караулов

9.4.16.1 Здание караульного помещения должно быть расположено в пределах защищенной зоны. Допускается совмещение караульного помещения с СБК и с КПП.

9.4.16.2 Архитектурные и планировочные решения при проектировании здания караульного помещения должны быть приняты в соответствии с требованиями РД-13.310.00-КТН-072-12.

9.4.16.3 Здание караульного помещения должно соответствовать:

- а) степени огнестойкости II;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф 4.3;
- в) классу конструктивной пожарной опасности СО.

9.4.16.4 При проектировании служебных помещений охраны должны соблюдаться следующие требования:

- а) размещение всех служебных помещений охраны в одном здании;
- б) обособленность помещений караула от других помещений объекта;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- в) обязательное расположение караульного помещения на первом этаже;
- г) наличие обособленного выхода из караульного помещения на территорию НПС.

9.4.16.5 Комната хранения оружия и боеприпасов должна размещаться в помещении, смежном с комнатой начальника караула и соответствовать требованиям лицензионно-разрешительных органов МВД России.

9.4.17 Пожарное депо

9.4.17.1 Пожарное депо должно проектироваться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов ОАО «АК «Транснефть» РД-13.220.00-КТН-018-12 и РД-13.220.10-КТН-039-13. Состав и площади помещений пожарных депо принимаются в соответствии с НПБ 101-95 (приложение 4).

9.4.17.2 Стоянка пожарной техники должна представлять собой отапливаемое здание прямоугольной в плане формы. Габариты здания принимаются с учетом размещения необходимого количества пожарных автомобилей и прицепов с пенообразователем, определяемом по РД-13.220.00-КТН-018-12 и заданию на проектирование, в котором Заказчик должен прописать конкретные требования.

9.4.17.3 Здание должно состоять из следующих помещений:

- а) стоянки техники;
- б) ремонтного бокса;
- в) складов;
- г) вспомогательных помещений;
- д) диспетчерской;
- е) служебных помещений;
- ж) рукавного участка;
- з) бокс для размещения пеноподъемника (при необходимости);
- и) бокс для размещения прицепов для доставки пенообразователя (при необходимости).

Помещения различного функционального назначения и различных категорий по взрывопожарной и пожарной опасности должны быть разделены противопожарными преградами.

Двери должны быть оборудованы самозакрывающимися притворами, уплотнителями и отвечать требованиям к путям эвакуации в соответствии с требованиями СП 1.13130.2009.

Учебная башня не предусматривается, пожарное депо комплектуется оборудованием для сушки рукавов.

9.4.17.4 Характеристики пожарного депо должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости II;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф4.4;
- в) классу конструктивной пожарной опасности С0.

9.4.18 Требования к обустройству бетонными площадками

9.4.18.1 В проектной документации должно быть предусмотрено обустройство бетонными площадками следующего оборудования:

- а) подпорной насосной;
- б) регуляторов давления;
- в) ФГУ;
- г) насосов откачки нефти из подземных резервуаров;
- д) узлов предохранительных клапанов;
- е) топливных емкостей котельной и ДЭС;
- ж) емкости утечек;
- и) СИКН;
- к) ТПУ.

Подпорные насосы, их обвязка и запорная арматура должна устанавливаться на единую фундаментную плиту.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.4.18.2 Арматура *DN* 350 и более должна иметь опорные поверхности для установки на фундамент.

Фундаменты должны быть выполнены на основании технологического задания и расчета по несущей способности, в зависимости от физико-механических характеристик нижележащих грунтов, представленных в инженерно-геологическом отчете.

Фундаменты под запорную арматуру должны быть выполнены из монолитного железобетона или сборных железобетонных плит.

9.4.18.3 Бетонные площадки для технологического оборудования, при эксплуатации которого возможны разливы нефти или нефтепродуктов должны проектироваться с бетонным бордюром высотой, достаточной, чтобы внутренний объем вмещал объем наибольшей технологической емкости.

9.4.19 Требования к площадкам обслуживания и лестницам технологического оборудования

9.4.19.1 Конструкция площадок обслуживания должна обеспечивать свободный доступ к оборудованию.

9.4.19.2 Технологическое оборудование, узлы обслуживания у которого расположены на расстоянии более 1,4 м от планировочной отметки, должно быть оборудовано стационарными площадками обслуживания, обеспечивающими свободный доступ к узлам обслуживания.

9.4.19.3 Площадки обслуживания, расположенные на высоте до 0,75 м от пола или планировочной отметки, оборудуются ступенями, а на высоте выше 0,75 м – лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м.

9.4.19.4 Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60° (у резервуаров – не более 50°), ширина лестниц должна быть не менее 0,7 м, лестниц для переноса тяжестей - не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 0,25 м. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2 – 5°, ширина ступеней должна быть не менее 250 мм, высота задней стенки не менее 50 мм.

9.4.19.5 С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой не менее 0,15 м, исключаящую возможность проскальзывания ног человека. Лестницы площадок обслуживания и переходов должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой 1 м.

9.4.19.6 Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими шириной не менее 0,6 м и иметь, начиная с высоты 2 м, предохранительные дуги радиусом 35 – 40 см, скрепленные между собой полосами. Дуги располагаются на расстоянии не более 80 см одна от другой. Расстояние от самой удаленной точки дуги до ступеней должно быть в пределах 0,7 – 0,8 м. Лестницы необходимо оборудовать промежуточными площадками, установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали одна от другой. Расстояние между ступенями лестниц тоннельного типа и лестниц-стремянков должно быть не более 0,3 м.

9.4.19.7 Площадки обслуживания должны выполняться разборными, стальными. Площадки обслуживания должны быть заземлены. Присоединения к ним заземляющих проводников должны быть разъемными, с использованием болтовых соединений.

9.4.19.8 Площадки обслуживания на высоте должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключаящей возможность скольжения, а также скопления на них мусора и снега, и, начиная с высоты 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 1 см для стока жидкости.

9.4.19.9 Применение деревянных настилов запрещается.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.4.19.10 Высота перильных ограждений должна быть не менее 1,25 м, высота нижнего пояса ограждения должна равняться 0,15 м, промежутки между отдельными поясами должны составлять не более 0,4 м, а расстояние между осями смежных стоек – не более 2,5 м.

9.4.20 Общие требования к колодцам

9.4.20.1 Требования подраздела распространяются, в том числе и на проектирование объектов системы «Транснефть» не входящих в состав нефтеперекачивающих станций.

9.4.20.2 На трубопроводах систем:

- пожаротушения;
- канализации (производственно-дождевой, бытовой);
- хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- дренажа

устанавливаются металлические колодцы герметичного исполнения.

В обводненных грунтовых условиях металлические колоды устанавливаются с пригрузом, предотвращающим всплытие колодцев. Объем пригруза должен определяться в соответствии с расчетом на всплытие.

9.4.20.3 Размер колодцев должен обеспечивать размещение требуемого оборудования и возможность работы в них технического персонала.

На вспомогательных и технологических трубопроводах НПС колодцы для КИПиА должны быть металлические герметичные заводского изготовления.

В обводненных грунтовых условиях металлические колоды устанавливаются с пригрузом, предотвращающим всплытие колодцев. Объем пригруза должен определяться в соответствии с расчетом на всплытие.

Высота колодца над уровнем грунта должна быть не менее 0,5 м и не более 1,5 м. Для отвода атмосферных осадков (воды) вокруг технологического колодца с КИПиА должна быть спланирована асфальтобетонная отмостка шириной не менее 1 м и уклоном от стенок колодца не менее 0,05.

9.4.20.4 Металлические колодцы изготавливаются с толщиной стенки не менее 12 мм. Защита от коррозии внутренней и наружной поверхностей должна быть предусмотрена в соответствии с РД-23.040.01-КТН-149-10.

9.4.20.5 Колодцы должны иметь герметичные сальники заводского изготовления, препятствующие попаданию в них грунтовых вод.

9.4.20.6 На колодцах должны применяться искробезопасные крышки.

9.4.20.7 При соответствующем обосновании, выполненном с учётом природно-климатических условий, наличия производственных мощностей и материалов в районе строительства, планируемых сроков выполнения строительно-монтажных работ, допускается применение железобетонных колодцев.

9.4.20.8 Защиту железобетонных колодцев от коррозии необходимо выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 31384 [24]. Наружные поверхности колодцев, подверженные воздействию грунтовых вод должны быть защищены оклеечной гидроизоляцией.

В качестве внутренней гидроизоляции стен железобетонных колодцев должна использоваться гидроизоляция проникающего действия. Не допускается нанесение раствора методом торкретирования.

9.4.20.9 Для защиты наружной гидроизоляции колодцев из монолитного железобетона должны применяться плоские хризолитцементные листы по ГОСТ 18124 толщиной 10 мм с креплением стальными хомутами.

9.4.20.10 Для обеспечения спуска в колодец обслуживающего персонала на горловине и стенках колодца следует предусматривать установку стальных скоб или металлических лестниц. При этом горловина и лестница (скобы) должны располагаться так, чтобы работнику было удобно и безопасно переходить на лестницу (скобы) и обратно;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

лестницы (скобы) необходимо располагать на безопасном расстоянии от установленного в колодце оборудования; скобы должны быть П-образными, размером не менее 150 × 250 мм; расстояние между скобами по высоте должно быть не более 250 мм.

9.4.20.11 Колодцы должны быть герметичны, не пропускать грунтовых, ливневых, талых и поверхностных вод.

9.4.20.12 Гидравлические испытания колодцев следует проводить согласно требованиям СНиП 3.05.04-85* (раздел 7).

9.4.20.13 Колодцы систем пожаротушения необходимо проектировать с учетом требований РД-13.220.00-КТН-014-10.

9.4.20.14 При необходимости установки УЗР на входе (выходе) НПС, технологические колодцы для размещения УЗР должны устанавливаться на прямолинейных участках на расстоянии не менее 100 м от ближайшего изгиба или тройника узла подключения станции. Установка вторичных приборов УЗР должна предусматриваться непосредственно у технологических колодцев для размещения УЗР в обогреваемых шкафах.

9.4.21 Общие требования к ограждениям НПС

9.4.21.1 Типы и высота ограждений НПС должны соответствовать требованиям РД-13.310.00-КТН-072-12.

9.4.21.2 Высота ограждений определяется глубиной снежного покрова в районе строительства, в соответствии с требованиями РД-13.310.00-КТН-072-12.

9.4.21.3 Технологические коммуникации пересекающие запретную зону должны быть оборудованы инженерными заграждениями, в соответствии с требованиями РД-13.310.00-КТН-072-12.

9.4.22 Габаритные размеры зданий и сооружений НПС

Габаритные размеры зданий (помещений) НПС определяются исходя из:

- состава, количества и габаритных размеров оборудования;
- размеров зон обслуживания и ремонта, производственных проходов;
- наличия и расположения основных и вспомогательных трубопроводов и инженерных сетей;
- численности обслуживающего персонала.

Размеры зданий приводятся к модульным размерам (3; 4,5; кратные 6; кратные 9).

Рекомендуемые габаритные размеры помещений зданий и сооружений НПС с резервуарным парком и без резервуарного парка с ЛАЭС приведены в приложении Д настоящего документа.

9.4.23 Общие требования к конструкциям эстакад инженерных сетей

9.4.23.1 Стойки эстакад инженерных сетей должны выполняться из стальных труб. Диаметр и толщина труб, расстояние между стойками должны определяться расчетом.

9.4.23.2 Пролетные конструкции эстакады инженерных сетей (без кабельных конструкций и без кровли) следует выполнять:

- при пролете до 15,0 м включительно – в виде балок коробчатого сечения выполненных из двух прокатных швеллеров или из двутавра;
- при пролете свыше 15,0 м – в виде фермы с параллельными поясами из равнополочных уголков.

9.4.23.3 Пролетные конструкции кабельной эстакады, совмещенной с инженерными сетями следует выполнять:

- при пролете до 9,0 м включительно – в виде балок коробчатого сечения выполненных из двух прокатных швеллеров или из двутавра;
- при пролете свыше 9,0 м – в виде фермы с параллельными поясами из равнополочных уголков.

9.4.23.4 Сечения элементов пролетных конструкций должны определяться расчетом в зависимости от климатических характеристик площадки строительства и нагрузок от кабельной продукции и инженерных сетей.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.4.23.5 Кабельные эстакады должны выполняться из негорючих материалов. Стойки, полки, короба и лотки должны быть оцинкованными.

9.4.23.6 Наименьшая высота кабельной эстакады в непроезжей части территории НПС должна приниматься из расчета возможности прокладки нижнего ряда кабелей на уровне не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

9.4.23.7 Пересечение кабельных эстакад с проездами должно выполняться на высоте не менее 5,0 м от планировочной отметки земли.

9.4.23.8 Для защиты кабелей от атмосферных осадков и солнечной радиации эстакады должны закрываться крышей из оцинкованного профлиста.

9.4.23.9 Прокладка кабельных эстакад и эстакад инженерных сетей не должна препятствовать входам в здания и сооружения.

9.4.24 Осмотровая канава с навесом

9.4.24.1 Осмотровая канава с навесом предназначена для осмотра автотранспорта.

9.4.24.2 Для размещения персонала и хранения оборудования необходим отапливаемый контрольно-технический пункт осмотра автотранспорта, размещаемый в непосредственной близости от смотровой канавы.

9.4.24.3 Характеристики контрольно-технический пункт осмотра автотранспорта должны соответствовать:

- а) степени огнестойкости III;
- б) классу функциональной пожарной опасности Ф5.1;
- в) классу конструктивной пожарной опасности С0.

9.5 Требования к основаниям и фундаментам

9.5.1 Общие требования к фундаментам

9.5.1.1 Тип оснований и фундаментов при проектировании зданий и сооружений объектов НПС должен быть запроектирован на основе инженерно-геологических и инженерных гидрометеорологических изысканий и расчетов по двум группам предельных состояний.

9.5.1.2 В районах распространения многолетнемерзлых грунтов, в целях сохранения температурного режима грунтов, проектирование оснований зданий и сооружений выполняется в соответствии с СП 116.13330.2012 в части инженерной защиты зданий и сооружений от опасных геологических процессов и СНиП 2.02.04-88 в части проектирования оснований и фундаментов, возводимых на территории распространения вечномерзлых грунтов на основе результатов специальных инженерно-геокриологических (инженерно-геологических, мерзлотных и гидрологических) изысканий с учетом конструктивных и технологических особенностей проектируемых сооружений, их теплового и механического взаимодействия с вечномерзлыми грунтами оснований и возможных изменений геокриологических условий в результате строительства и эксплуатации сооружений и освоения территории, устанавливаемых по данным инженерных изысканий и теплотехнических расчетов оснований.

9.5.1.3 Для районов распространения многолетнемерзлых грунтов при проектировании оснований зданий и сооружений объектов НПС следует принимать I принцип (если грунты используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения при экономически целесообразных затратах на мероприятия, обеспечивающие сохранения такого состояния) или II принцип (если грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии) использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания и определяется в проектной документации, при этом:

- решение об устройстве оснований зданий и сооружений должно приниматься на основе теплотехнических расчетов с учетом того, что в летнее время зона протаивания грунта

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

вокруг фундаментов опор не должна влиять на устойчивость оснований зданий и сооружений;

- расстояния от подземных трубопроводов до фундаментов зданий и сооружений следует принимать по теплотехническому расчету, с учетом ореола растепления и просадки грунта.

9.5.1.4 При проектировании бетонных и железобетонных конструкций следует устанавливать показатели качества бетона по ГОСТ 26633, ГОСТ 25820:

- а) класс прочности на сжатие, В;
- б) марка по морозостойкости, F;
- в) марка по водонепроницаемости, W.

9.5.1.5 Марки бетона по морозостойкости и водонепроницаемости бетонных и железобетонных конструкций должны приниматься в зависимости от требований, предъявляемых к конструкциям, режима их эксплуатации и значений расчетных зимних температур наружного воздуха в районе строительства в соответствии с требованиями СП 63.13330.2012.

9.5.1.6 Для железобетонных конструкций, сооружаемых в холодном климате и на вечномерзлых грунтах, следует применять тяжелый бетон со средней плотностью 2200 - 2500 кг/м³, который в зависимости от условий работы отвечает требованиям по прочности, морозостойкости и водонепроницаемости, изложенным в таблице 9.5.1

Таблица 9.5.1

Группа конструкций	Условия работы конструкции		Мин.класс бетона по прочности на сжатие В	Мин. марки бетона		Мин. воздухопроницаемость, %
	Характеристика режима работы	Расчетная зимняя температура наружного воздуха		по морозостойкости и F	по водонепроницаемости W	
1	2	3	4	5	6	7
1	ж/б конструкции, расположенные в сезоннооттаивающем слое грунта и подвергающиеся попеременному замораживанию и оттаиванию в водонасыщенном состоянии	Ниже минус 40 °С	35	400	10	4
		Ниже минус 20 °С до минус 40 °С включительно	30	200	8	4
2	Наземные ж/б конструкции, подвергающиеся воздействию атмосферных осадков и попеременному замораживанию и оттаиванию	Ниже минус 40 °С	30	200	8	4
		Ниже минус 20 °С до минус 40 °С включительно	25	150	6	4
3	ж/б конструкции, защищенные от атмосферных осадков и подвергающиеся замораживанию и оттаиванию	Ниже минус 40 °С	25	150	6	-
		Ниже минус 20 °С до минус 40 °С включительно	25	150	6	-

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 9.5.1

Группа конструкций	Условия работы конструкции		Мин. класс бетона по прочности и на сжатие В	Мин. марки бетона		Мин. воздухопроницаемость, %
	Характеристика режима работы	Расчетная зимняя температура наружного воздуха		по морозостойкости F	по водонепроницаемости W	
1	2	3	4	5	6	7
Примечания						
1 Расчетная зимняя температура наружного воздуха принимается по средней температуре воздуха наиболее холодной пятидневки в зависимости от района строительства в соответствии с СП 131.13330.2012 (таблица 3.1).						
2 Проектные марки бетона по морозостойкости и водонепроницаемости для конструкций сооружений водоснабжения и канализации, а также для свай и свай-оболочек следует назначать согласно требованиям соответствующих глав СП 31.13330.2012 и СП 24.13330.2011.						

9.5.1.7 Фундаменты крылец входов в здания должны быть выполнены из монолитного бетона и запроектированы с учетом недопущения разности осадок фундаментов здания и примыкающих фундаментов входов.

9.5.1.8 При размещении заглубленных помещений на заболоченных площадках должны быть предусмотрены герметичные кессоны, рассчитанные на весь срок службы объекта, даже при наличии общеплощадочного дренажа.

9.5.1.9 Все бетонные и железобетонные конструкции, находящиеся в грунте, и подверженные воздействию грунтовых вод должны быть приняты из бетона марки по водонепроницаемости не ниже W6. Заглубленные помещения, подверженные воздействию грунтовых вод должны быть защищены оклеечной гидроизоляцией.

Проходы инженерных коммуникаций через фундаменты выполняются в герметичном исполнении.

9.5.1.10 Защиту бетонных и железобетонных конструкций от коррозии выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 31384 [24].

9.5.1.11 В рабочей документации должны быть указания по производству бетонных работ в зимнее время. При строительстве в зимний период фундаменты должны быть защищены от увлажнения и промерзания в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87. В период производства бетонных работ при ожидаемой среднесуточной температуре наружного воздуха ниже 5°C и минимальной суточной температуре ниже 0°C работы выполнять согласно СНиП 3.03.01-87 п.п. 2.54-2.62. Производство и приемку всех видов строительных работ в зимних условиях производить с соблюдением требований к производству работ при отрицательных температурах. Замораживание бетона до приобретения им требуемых свойств не допускается.

9.5.2 Требования к фундаментам под МНА

9.5.2.1 Проектирование фундаментов под МНА должно выполняться в соответствии с требованиями СП 22.13330.2011 для вновь возводимых и реконструируемых оснований и фундаментов зданий и сооружений; СП 26.13330.2012 для проектирования фундаментов машин с динамическими нагрузками, в том числе в районах со сложными инженерно-геологическими условиями; СП 24.13330.2011 для проектирования свайных фундаментов; СП 63.13330.2012 для проектирования бетонных и железобетонных конструкций зданий и сооружений различного назначения, эксплуатируемых в климатических районах при систематическом воздействии температур не выше 50°C и не ниже 70°C; СП 20.13330.2011 в части требований по назначению нагрузок, воздействий и их сочетаний, учитываемых при расчетах зданий и сооружений по предельным состояниям первой и второй групп; СП 14.13330.2011 для проектирования зданий и сооружений, возводимых в районах с сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.5.2.2 Размер и тип фундамента (свайный с железобетонным ростверком или столбчатый монолитный железобетонный на естественном основании) определяются с учетом нагрузок, передаваемых от МНА на фундамент, на основании инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий площадки строительства и расчета по двум группам предельных состояний – по несущей способности основания и по деформациям.

9.5.2.3 Проектирование фундаментов столбчатыми на естественном основании допускается при достаточной несущей способности грунта и при условии, что подошва фундамента будет ниже или на одной отметке с закладываемыми технологическими трубопроводами.

9.5.2.4 Количество свай и их длина определяется расчетом в зависимости от физико-механических характеристик грунтов, представленных в инженерно-геологическом отчете.

9.5.2.5 Размеры верхней части фундамента определяются на основании габаритов оборудования, устанавливаемых заводом-изготовителем. Размеры нижней (подземной) части фундамента под МНА назначаются проектировщиком.

9.5.2.6 Глубина заложения фундаментов определяется в зависимости от

- назначения и конструктивных особенностей проектируемого сооружения, нагрузок и воздействий на его фундаменты;
- глубины заложения рядом расположенных фундаментов, а также глубины прокладки инженерных коммуникаций;
- существующего и проектируемого рельефа застраиваемой территории;
- инженерно-геологических условий площадки строительства (физико-механических свойств грунтов, характера напластований, наличия слоев, склонных к скольжению, карманов выветривания, карстовых полостей и пр.);
- гидрогеологических условий площадки и возможных их изменений в процессе строительства и эксплуатации сооружения;
- глубины сезонного промерзания грунтов.

9.5.2.7 При проектировании фундамента следует устанавливать показатели качества бетона по ГОСТ 26633, ГОСТ 25820:

- а) класс прочности на сжатие, не ниже В15;
- б) марка по морозостойкости, не ниже F75;
- в) марка по водонепроницаемости, не ниже W6.

9.5.2.8 При проектировании фундамента МНА необходимо предусмотреть установку закладной фундаментной рамы, являющейся несущей металлоконструкцией МНА предназначенной для монтажа МНА.

9.5.2.9 Для монтажа закладной фундаментной рамы в фундаменте следует предусмотреть колодцы для установки съёмных анкерных болтов с целью обеспечения возможности замены болтов в процессе эксплуатации и обслуживания фундамента.

9.5.2.10 Расстояние от края фундамента до грани колодцев должно быть для анкерных болтов диаметром до 24 мм включительно - не менее 50 мм, для болтов большего диаметра – не менее 100 мм. В случае применения болтов с анкерными плитами расстояние от оси болта до края фундамента должно быть не менее четырех диаметров болта. При невозможности соблюдения этого условия между болтами и гранью фундамента следует предусматривать установку дополнительных арматурных сеток.

9.5.2.11 Закладная фундаментная рама с анкерными болтами входят в поставку завода-изготовителя оборудования. Марка стали фундаментных болтов назначается в соответствии с СП 16.13330.2011 (таблица Г.4) с учетом климатических условий площадки строительства, размеры болтов определяются заводом-изготовителем по результатам прочностного расчета.

9.5.2.12 Нижняя часть фундаментной рамы заполняется бетонной смесью класса не ниже В15 на мелком заполнителе с последующим уплотнением бетона.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

9.5.3 Требования к фундаментам под ПНА

9.5.3.1 Требования к проектированию фундаментов под горизонтальные ПНА аналогичны требованиям подраздела 9.5.2 настоящего документа.

9.5.3.2 При проектировании фундаментов под вертикальные ПНА, по возможности, следует предусматривать устройство единой железобетонной фундаментной плиты для установки фундамента под ПНА, опор технологической обвязки насосного агрегата и фильтра.

9.5.3.3 В железобетонном фундаменте стаканного типа под ПНА, следует предусмотреть устройство колодцев, в которые должны устанавливаться съёмные фундаментные болты для монтажа металлического стакана (наружный корпус) вертикального ПНА.

9.5.3.4 Металлический стакан вертикального ПНА с анкерными болтами входят в поставку завода-изготовителя оборудования. Марка стали фундаментных болтов назначается в соответствии с СП 16.13330.2011 (таблица Г.4) с учетом климатических условий площадки строительства, размеры болтов определяются заводом-изготовителем по результатам прочностного расчета.

9.6 Требования к устройству траншеи под трубопроводы НПС

9.6.1 Размеры и профили траншей должны устанавливаться в зависимости от диаметра трубопроводов, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий.

9.6.2 Ширина траншей по дну должна быть не менее ($DN + 300$) мм для трубопроводов диаметром до $DN 700$ и $1,5 DN$ – для трубопроводов диаметром $DN 700$ и более с учетом следующих дополнительных требований:

а) для трубопроводов $DN 1200$ при разработке траншей с откосами не круче 1:0,5 ширину траншеи по дну допускается уменьшать до величины ($DN + 500$) мм;

б) при разработке грунта землеройными машинами ширина траншей должна приниматься равной ширине режущей кромки рабочего органа машины, принятой ПОС, но не менее указанной выше;

в) ширина траншей по дну на кривых участках из отводов принудительного гнутья должна быть равна двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках;

г) ширина траншей по дну при балластировке трубопровода утяжеляющими грузами или закреплении анкерными устройствами должна быть равна не менее $2,2 DN$, а для трубопроводов с тепловой изоляцией устанавливается проектной документацией.

9.6.3 Минимальное заглубление технологических трубопроводов определяется по формуле:

$$H_T = (A + DN + B), \quad (9.1)$$

где A – глубина заложения трубопровода от поверхности земли до верхней части трубы, принимается 800 мм (в местах, где не предусмотрено движение транспорта – не менее 600мм);

DN – наружный диаметр трубы, мм;

B – толщина подсыпки мягким грунтом, принимается 200 мм.

9.6.4 Крутизна откосов траншей должна приниматься в соответствии со СНиП 3.02.01-87.

9.6.5 Грунтовые условия площадок, сложенных просадочными грунтами, в зависимости от возможности проявления просадки грунтов от собственного веса, подразделяются на два типа в соответствии со СП 22.13330.2011:

а) I тип – грунтовые условия, в которых возможна в основном просадка грунтов от внешней нагрузки, а просадка грунтов от собственного веса отсутствует или не превышает 5 см;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

б) II тип – грунтовые условия, в которых помимо просадки грунтов от внешней нагрузки возможна их просадка от собственного веса и размер ее превышает 5 см.

9.6.6 Тип просадочности и величина возможной просадки грунтов должна определяться в соответствии с требованиями СП 22.13330.2011.

9.6.7 Проектирование подземных трубопроводов для районов распространения грунтов II типа просадочности необходимо осуществлять с учетом требований СП 22.13330.2011.

Для грунтов I типа просадочности проектирование трубопроводов ведется как для условий непросадочных грунтов.

9.6.8 Разработка траншей в грунтах II типа просадочности разрешается после окончания предусмотренных проектом работ, обеспечивающих сток поверхностных вод и предотвращение попадания их в траншею, как в период строительства, так и в период эксплуатации.

9.6.9 В грунтах I типа просадочности разработка траншей ведется как на обычных непросадочных грунтах.

9.6.10 При проведении работ в водонасыщенных грунтах разработку траншеи или котлована следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды. При сильном притоке грунтовых вод необходимо предусматривать искусственное водопонижение, укрепление стенок траншеи или котлована.

9.6.11 Засыпка траншей и котлованов просадочными и пучинистыми грунтами не допускается.

9.6.12 Доведение дна траншеи до проектных отметок должно выполняться непросадочными и непучинистыми грунтами (среднезернистый, крупнозернистый песок и т.д.) послойно толщиной слоя не менее 0,2 м, с уплотнением до коэффициента не ниже 0,92.

9.6.13 К моменту укладки трубопровода дно траншеи должно быть выровнено в соответствии с требованиями проектной документации.

9.6.14 При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

- а) необходимый зазор между стенкой траншеи и трубопроводом;
- б) сохранность самого трубопровода (недопущение на нем вмятин, гофр, изломов и других повреждений);
- в) сохранность изоляционного и теплоизоляционного покрытий;
- г) проектное положение трубопровода с обеспечением его прилегания ко дну траншеи по всей его длине.

9.6.15 Трубопровод DN до 700, уложенный на дно траншеи, не должен отклоняться в плане более чем на 50 мм от оси траншеи.

9.6.16 Для трубопроводов DN 700 и более величина этого отклонения не должна превышать значения, определяемого как $(0,25DN - 100)$ мм. Расстояние (зазор) между трубопроводом и стенками траншеи должно быть не менее 100 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов или анкерных устройств – $(0,45DN + 100)$ мм.

9.6.17 До подключения к МНА произвести заполнение коллектора и трубной обвязки магистральных насосов испытательной жидкостью и выдержать в течение 24 часов без давления. После опорожнения обвязки, тщательного осмотра и удаления из труб посторонних предметов и шлака произвести замыкание трубной обвязки на горизонтальных участках труб возле насоса без натяга, исключая точку замыкания непосредственно на патрубках насоса, при температуре окружающего воздуха, определяемой прочностным расчетом. При этом необходимо обеспечить соосность осей патрубков насосов и осей подводящих трубопроводов при условии исключения передачи нагрузок и моментов от монтируемого трубопровода на патрубки насоса. Устранение зазоров между торцами труб, нахлестов или несовпадение осей труб, возникающих при укладке трубопроводов, путем натяжения труб или искривления осей трубопроводов механическими методами или путем нагрева запрещено. Технология выполнения замыкающего шва должна быть разработана

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

подрядчиком в проекте производства работ, согласована с поставщиком насосного агрегата и проектной организацией.

9.6.18 В районах распространения многолетнемерзлых грунтов, в целях сохранения температурного режима грунтов, проектирование фундаментов опор и эстакад трубопроводов выполняется в соответствии с СП 116.13330.2012.

9.6.19 Для районов распространения многолетнемерзлых грунтов при проектировании трубопроводов следует принимать I или II принцип использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания (определяется в проектной документации). При этом:

- подземная прокладка трубопроводов должна приниматься на основе теплотехнических расчетов с учетом того, что в летнее время зона протаивания грунта вокруг трубы не должна влиять на устойчивость оснований трубопроводов и близко расположенных зданий и сооружений;

- расстояния от подземных трубопроводов до фундаментов зданий и сооружений следует принимать по теплотехническому расчету, с учетом ореола растепления и просадки грунта;

- вводы трубопроводов в здания, сооружаемые по принципу сохранения мерзлоты в основании фундаментов, следует предусматривать надземные (на низких отдельно стоящих опорах).

9.6.20 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать устройство подсыпки из мягкого грунта толщиной не менее 20 см и его уплотнения. Присыпка трубопровода в этих условиях должна осуществляться мягким грунтом на толщину не менее 20 см над верхней образующей.

9.7 Требования к площадкам ППРБ

9.7.1 Проектирование посадочных ППРБ выполняется в следующих случаях:

- отсутствие возможности организации постоянного круглогодичного подъезда к НПС по существующей транспортной инфраструктуре, приближенной к размещению эксплуатируемых объектов нефтепровода, с учётом использования вездеходной техники (болотистые условия трасс, период половодья и т.п.);

- при значительном удалении НПС от транспортной инфраструктуры для сокращения времени прибытия аварийных бригад на объект в случае возникновения внештатных ситуаций.

9.7.2 ППРБ входят в состав вспомогательных технологических сооружений при УЗА, узлов КПП СОД и НПС.

9.7.3 На ППРБ не распространяются требования Федеральных авиационных правил [25] так, как срок использования ППРБ в течение календарного года составляет менее 30 дней.

9.7.4 Требования к конструктивному исполнению и местоположению ППРБ на НПС, узлах задвижек, узлах КПП СОД.

9.7.4.1 Конструктивное исполнение ППРБ принимается в соответствии с требованиями [26].

9.7.4.2 Размещение ППРБ принимается в соответствии с Приложением Б и требованиями СНиП 2.05.06-85* (табл. 4*, 5*).

9.7.4.3 Размеры ППРБ принимаются для:

- для УЗА и КПП СОД – 50,0 × 50,0 м;
- для НПС – 80,0 × 80,0 м.

Размеры рабочей зоны ППРБ составляют 20,0 × 20,0 м.

9.7.4.4 Земельный участок, предназначенный для строительства ППРБ, должен удовлетворять следующим требованиям:

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- на прилегающей к участку местности не должно быть каких-либо препятствий, представляющих опасность при взлете, маневрировании и заходе на посадку вертолетов, а также балок и других складок местности, способствующих возникновению неблагоприятных потоков воздуха, усложняющих технику пилотирования;

- минимальное расстояние от оси нефтепровода любого диаметра и расположенных на нем узлов линейных задвижек до ППРБ должно составлять 50 м, от НПС, ЛПДС до ППРБ – 75,0 м в соответствии с требованиями пунктов 3.16, 3.17 СНиП 2.05.06-85*.

- обеспечивать направление взлета и посадки не препятствующих полетам воздушных судов других ведомств;

- располагать не ближе 2 км от населенных пунктов в направлении взлета (посадки) и иметь разрыв между боковой границей летной полосы и населенным пунктом не менее 0,3 км;

- иметь минимальные затраты на освоение;

- на удалении от края рабочей площадки до 20 м за пределами посадочной площадки не должно быть препятствий выше 1 м;

- расстояние от торца ППРБ до препятствия, преграждающего второе направление старта, должно составлять не менее 50 м;

- расстояние от боковой границы ППРБ до воздушных высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) должно быть не менее 0,3 км и не менее 0,12 км, если ЛЭП закрыта на всем протяжении затеняющими объектами со стороны площадки.

ЛЭП, расположенные в пределах ПВП должны быть удалены от торца ППРБ не менее чем на 1 км и на 0,5 км, если ЛЭП, пересекающая ПВП, со стороны ППРБ закрыта складками местности, лесопосадками, зданиями и т.д.

9.7.4.5 Покрытие посадочных ППРБ выполняется из сборных железобетонных аэродромных плит ПАГ-14 по ГОСТ25912.1-91 и сборных железобетонных дорожных плит марок 1П60.38-30AIV(AV); 1П60.35-30AIV(AV); 1П60.39-30AIV(AV) по ГОСТ 21924.0-84 по песчаной подсыпке (песок средней крупности по ГОСТ 8736-93*).

9.7.4.6 За пределами площадки на удалении более 15,0 м на шесте высотой 6,0-8,0 м устанавливается ветроуказатель для визуального определения направления ветра.

9.7.4.7 В центре ППРБ выполняется маркировка точки приземления – окружность желтого цвета шириной 0,5 м с внутренним диаметром 12,6 м, в центре которой нанесена буква «Н» белого цвета высотой 3,0 м. По контуру ППРБ выполняются маркировка зоны приземления и отрыва – сплошная полоса шириной 0,4 м белого цвета.

9.7.5 Мероприятия по обеспечению безопасности полетов предусматриваются специализированными организациями, выполняющими авиаобслуживание на участке нефтепровода на стадиях предшествующих заключению договора.

10 Защита трубопроводов, оборудования и резервуаров от коррозии

10.1 Общие требования к защите от коррозии

10.1.1 При проектировании средств защиты подземных и надземных сооружений НПС от атмосферной и подземной коррозии следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 51164, РД-23.040.01-КТН-149-10, а также приведенными ниже требованиями.

10.1.2 Защита подземных сооружений НПС от коррозии, независимо от коррозионной активности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно защитными покрытиями и средствами ЭХЗ.

10.1.3 Противокоррозионная защита подземных и надземных сооружений НПС должна обеспечить сохранение прочностных свойств металлических конструкций и изделий, обеспечивающих их работу в течение всего срока эксплуатации.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

10.2 Защита от коррозии надземной части НПС

10.2.1 Защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов, соединительных деталей и металлических конструкций должна осуществляться в соответствии с РД-23.040.01-КТН-149-10.

Выбор системы наружного покрытия и его номинальной толщины осуществляется в зависимости от климатической зоны, коррозионной активности атмосферы и категории размещения оборудования.

10.2.2 Технологическое оборудование (ФГУ, фильтры-решетки, фильтры щелевые дренажные, фильтры сетчатые дренажные), трубопроводная арматура (запорная, предохранительная, регулирующая, затворы обратные) должны иметь защитное покрытие, нанесенное в заводских условиях. Защитное покрытие должно отвечать требованиям ГОСТ Р 51164 и РД-23.040.01-КТН-149-10.

Допускается поставка оборудования с нанесенным в заводских условиях грунтовочным слоем, с последующим нанесением защитного покрытия на строительных площадках.

10.2.3 Выбор грунтовки и защитных антикоррозионных покрытий осуществляется из перечня материалов, включенных в «Реестр ОВП» на основные виды материалов и оборудования, закупаемых ОАО «АК «Транснефть», в соответствии с требованиями ОР-03.120.20-КТН-083-12.

10.2.4 Стальные вертикальные резервуары должны иметь наружное и внутреннее антикоррозионные покрытия. Защитные покрытия резервуаров должны соответствовать требованиям РД-23.020.00-КТН-184-10.

10.3 Защита от коррозии подземной части НПС

10.3.1 Для защиты от коррозии подземных трубопроводов независимо от условий прокладки и диаметров трубопроводов следует применять усиленный тип защитных антикоррозионных покрытий.

10.3.2 Для прокладки подземных трубопроводов должны использоваться трубы с заводским антикоррозионным покрытием (полиэтиленовым, полипропиленовым, эпоксидным), отвечающим требованиям ГОСТ Р 51164.

10.3.3 Применение труб без заводского антикоррозионного покрытия допускается только в обвязке технологического оборудования при строительстве участков подземного трубопровода протяженностью менее 10 м.

Нанесение защитного покрытия на трубопроводы в условиях строительной площадки должно осуществляться по согласованной документации (инструкции, технологические карты), с обязательной абразивной подготовкой поверхности изолируемых труб. В качестве наружного антикоррозионного покрытия трубопроводов должны применяться двухкомпонентные (основа плюс отвердитель) полиуретановые, эпоксидные, эпоксидно-полиуретановые покрытия, отвечающие требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-215-10.

Для трубопроводов менее $DN\ 200$ допускается применять ленточное полимерно-битумное покрытие по ГОСТ Р 51164 (конструкция № 18).

10.3.4 Фасонные соединительные детали, трубопроводная арматура (запорная, предохранительная, регулирующая, затворы обратные), фильтры-решетки должны иметь защитные покрытия усиленного типа, по показателям свойств сопоставимые с антикоррозионным покрытием труб. Защитные покрытия должны наноситься в заводских условиях и отвечать требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-215-10, ОТТ-23.040.00-КТН-190-10.

Выбор систем защитных покрытий осуществляется из перечня изоляционных материалов и покрытий, включенных в «Реестр ОВП» на основные виды материалов и оборудования, закупаемых ОАО «АК «Транснефть», в соответствии с требованиями ОР-03.120.20-КТН-083-12.

10.3.5 Антикоррозионная защита фасонных соединительных деталей условным диаметром менее 400 мм может осуществляться непосредственно на строительной площадке

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

с обязательной абразивной подготовкой поверхности изолируемых деталей. При этом в качестве защитных покрытий должны применяться полиуретановые, эпоксидные или эпоксидно-полиуретановые покрытия трассового покрытия, отвечающие требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-215-10.

10.3.6 Противокоррозионная защита сварных стыков трубопроводов, построенных из труб с заводским покрытием, сварных стыков труб и задвижек, труб и соединительных деталей должна осуществляться покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент в соответствии с требованиями ОТТ-25.220.01-КТН-189-10. Для изоляции зоны сварных стыков должны применяться термоусаживающиеся ленты из перечня материалов и покрытий, включенных в «Реестр ОВП» на основные виды материалов и оборудования, закупаемых ОАО «АК «Транснефть», в соответствии с требованиями ОР-03.120.20-КТН-083-12.

Применение полиуретановых и эпоксидно-полиуретановых покрытий на основе жидких двухкомпонентных (основа плюс отвердитель) материалов, отвечающих требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-215-10, допускается только при температуре окружающей среды на строительной площадке выше плюс 5 градусов.

10.3.7 Горизонтальные стальные резервуары (емкости), применяемые в системе дренажа, сбора утечек, а также в качестве топливных резервуаров для котельной, должны иметь внутренние антикоррозионные покрытия усиленного типа заводского нанесения толщиной не менее 400 – 600 мкм. Используемые изоляционные материалы и покрытия должны соответствовать требованиям РД-23.020.00-КТН-184-10.

10.3.8 Наружная поверхность горизонтальных стальных резервуаров (емкостей) независимо от условий их размещения (подземно, надземно) должна быть защищена антикоррозионными покрытиями заводского нанесения. В качестве наружных покрытий резервуаров для условий подземного размещения должны применяться полиуретановые и модифицированные эпоксидно-полиуретановые покрытия, отвечающие требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-215-10.

В качестве наружных защитных покрытий резервуаров надземного размещения должны применяться покрытия на основе лакокрасочных материалов, обеспечивающие выполнение требований РД-23.020.00-КТН-184-10.

10.3.9 Участки нефтепровода подземной прокладки, выходящие из земли, должны иметь наружное покрытие на основе двухкомпонентных эпоксидных и полиуретановых материалов в соответствии с ОТТ-25.220.01-КТН-215-10 с выходом наружной изоляции над поверхностью земли на расстояние 200 мм. При окраске надземной части нефтепровода верхний покрывной полиуретановый ЛКМ необходимо нанести на наружную изоляцию с нахлестом до уровня земли.

11 Электрохимическая защита НПС от коррозии

11.1 ЭХЗ от коррозии подземных сооружений НПС должна соответствовать требованиям РД-91.020.00-КТН-234-10, ГОСТ Р 51164.

11.2 Систему ЭХЗ от коррозии следует проектировать с определением на начальный и конечный периоды эксплуатации следующих параметров:

а) для установок катодной защиты – силы защитного тока и напряжения на выходе катодных станций (преобразователей), а также сопротивления анодных заземлений;

б) для протекторных установок – силы защитного тока и сопротивления протекторов.

11.3 ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию сооружений на всем их протяжении (и на всей их поверхности) таким образом, чтобы значения поляризационных потенциалов на трубопроводе были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Значения минимального и максимального защитных потенциалов в зависимости от условий прокладки и эксплуатации трубопровода приведены в таблицах 11.1 и 11.2.

11.4 Размещение СКЗ должно быть предусмотрено за пределами взрывоопасной зоны, в КТП, ЩСУ или помещениях с электроприводными задвижками. При реконструкции объектов существующих НПС допускается размещать СКЗ на территории НПС за пределами взрывоопасной зоны.

11.5 Для защиты технологических трубопроводов, противопожарного водовода, трубопроводов раствора пенообразователя применяется протяженное анодное заземление. Срок службы протяженного анодного заземления – не менее 50 лет (два контура по 25 лет каждый).

11.6 Если удельное сопротивление грунтов по периметру площадки НПС менее 20 Ом·м следует применять сосредоточенные подпочвенные анодные заземлители. При удельном сопротивлении грунтов от 20 Ом·м до 250 Ом·м, дополнительно должно применяться глубинное заземление для защиты вспомогательных подземных трубопроводов (водопроводов технического и питьевого водоснабжения, сетей канализации).

Т а б л и ц а 11.1 – Минимальные защитные потенциалы

№ п/п	Условия прокладки и эксплуатации сооружений	Минимальный защитный потенциал по МСЭ, В	
		поляризионный	с омической составляющей
1	2	3	4
1	Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более 20 °С (293 К).	минус 0,85	минус 0,90
2	Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м, или содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов частотой (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20 °С).	минус 0,95	минус 1,05
3	Грунты с удельным электрическим сопротивлением от 300 до 1000 Ом·м.	минус 0,75	минус 0,85
4	Грунты с удельным электрическим сопротивлением более 1000 Ом·м.	минус 0,65	минус 0,75

Примечания

1 Для нефтепроводов с температурой транспортируемой не более 278 К (5°С) минимальный поляризионный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно медно-сульфатного электрода сравнения.

2 Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К (50 °С) до 343 К (70 °С) – минус 1,10 В; от 343 К (70 °С) до 373 К (100 °С) – минус 1,15 В.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 11.2 – Максимальные защитные потенциалы

№ п/п	Условия прокладки и эксплуатации сооружений	Максимальный защитный потенциал по МСЭ, В	
		поляризационный	с омической составляющей
1	2	3	4
1	При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 °С) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м.	минус 1,10	минус 1,50
2	При других условиях прокладки трубопроводов: - с битумной изоляцией; - с полимерной изоляцией.	минус 1,15 минус 1,15	минус 2,50 минус 3,50
<p>Примечания</p> <p>1 Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 590 МПа (60 кгс/мм²) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные чем минус 1,10 В.</p> <p>2 В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (более 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с нормативной документацией.</p>			

11.7 При наличии на глубине пластов с удельным электрическим сопротивлением в два раза меньшим, чем удельное сопротивление грунтов на поверхности, должно применяться глубинное анодное заземление.

11.8 Срок службы подпочвенного или глубинного анодного заземления вместе с контактным узлом и токоподводящим кабелем должен быть не менее 15 лет при максимально допустимой по техническим условиям анодной плотности тока.

11.9 Глубинные и подпочвенные анодные заземления должны размещаться за пределами взрывоопасной зоны на расстоянии от подземных металлических сооружений не менее чем на 40 м.

11.10 Для исключения вредного влияния ЭХЗ на окружающую среду анодные заземления, располагаемые в горизонтах питьевой воды, должны быть выполнены из малорастворимых материалов: углеродосодержащих, магнетита или высококремнистого чугуна.

11.11 При наличии нескольких точек дренажа, подключение подземных коммуникаций к СКЗ должно быть выполнено с применением БДР.

11.12 КИП должны устанавливаться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и оснащаться стационарными неполяризующимися медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия и датчиками поляризационного потенциала.

11.13 На подземных сооружениях провода КИП должны подключаться:

- а) к коммуникациям длиной не более 50 м – посередине с интервалом не более 50 м;
- б) на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок ЭХЗ;
- в) в местах пересечения коммуникаций;
- г) в местах изменения направления при длине участка коммуникации более 50 м;
- д) в местах сближения коммуникаций с сосредоточенными анодными заземлениями при расстоянии между ними до 50 м;
- е) не менее чем в четырех диаметрально противоположных точках по периметру внешней поверхности резервуаров.

Допускается не устанавливать КИП в указанных местах (кроме точек дренажа установок катодной, протекторной и дренажной защиты), если обеспечена возможность электрического контакта с трубопроводом.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

11.14 В точках дренажа СКЗ должны устанавливаться КИП с силовыми клеммами для коммутации кабельного вывода от трубопровода и кабеля от СКЗ, а также КИП, оснащенный БПИ и стационарным МСЭ с датчиком поляризационного потенциала. Расстояние между подключением силовых и контрольных кабелей должно быть не менее трех диаметров трубопровода.

11.15 Для обеспечения ЭХЗ днищ вновь проектируемых (а также реконструируемых с заменой металлоконструкций днища или фундаментов и при условии возможности размещения анодов под днищем) резервуаров должна применяться индивидуальная защита каждого резервуара с установкой отдельного преобразователя на каждый резервуар и расположением под днищем резервуара ПГА. Расчетный срок службы протяженных анодов должен быть не менее 50 лет. Протяженные аноды для обеспечения указанного срока службы должны состоять из двух самостоятельных контуров со сроком службы не менее 25 лет, вводимых в эксплуатацию поочередно. Кабельные выводы от ПГА, размещаемых под днищем резервуара, должны быть выведены в КШ на силовые клеммы.

11.16 Размещение преобразователей установок катодной защиты и КШ должно предусматриваться за пределами взрывоопасной зоны (за пределами каре резервуара) в ближайшем ЩСУ, КТП, помещении электроприводных задвижек. При реконструкции объектов существующих НПС допускается размещать СКЗ на территории НПС за пределами взрывоопасной зоны.

11.17 Для измерения величины защитного потенциала под днищем резервуара должны устанавливаться стационарные неполяризующиеся МСЭ длительного действия с датчиками поляризационного потенциала, БПИ и ЭДБ.

Измерительные кабели от МСЭ и ЭДБ заводятся в КШ на измерительные клеммы, кабели от БПИ выводятся в КИП, устанавливаемый за пределами обвалования каре резервуара.

11.18 ЭХЗ днищ резервуаров противопожарного запаса воды, резервуаров статического отстоя, резервуаров-накопителей и других подземных емкостей различного назначения необходимо выполнять локально, с помощью протяженных анодных заземлителей.

11.19 При реконструкции существующих резервуаров (без устройства ПГА под днищем) и необходимости подключения проводов КИП в четырех диаметрально противоположных точках по периметру внешней поверхности резервуаров и установки МСЭ в непосредственной близости от места подключения, провода от резервуара и МСЭ должны быть выведены, по возможности, на одну сторону каре резервуара и заведены в КИП, количество которых следует ограничить до минимума.

12 Электроснабжение и электрооборудование НПС

12.1 Требования к внешнему электроснабжению

12.1.1 Схема внешнего энергоснабжения питающей подстанции должна проектироваться на основании технических условий, выданных энергоснабжающей организацией и согласованных ОАО АК «Транснефть».

12.1.2 Схемы нормального режима электроснабжения НПС, работа защит и автоматики ЗРУ, расстановка работающих насосных агрегатов по секциям шин ЗРУ, должны обеспечивать перекачку нефти при отключении одного источника электроснабжения в соответствии со следующими требованиями:

- для предотвращения развития аварий при коротких замыканиях на секциях шин, должны быть приняты меры, препятствующие повторной подаче напряжения на поврежденную секцию шин действием АВР;

- установки релейной защиты вводов технологических ЗРУ, питающих подстанций должны обеспечивать самозапуск необходимого количества электродвигателей и должны быть согласованы с энергоснабжающей организацией;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- системы возбуждения синхронных электродвигателей должны работать в автоматическом режиме, обеспечивать максимальную устойчивость электродвигателя во время переходных процессов и форсированное гашение поля статора или ресинхронизацию во время работы электродвигателя на выбеге.

Обеспечение технологического режима работы НПС при исчезновении электроснабжения от одного источника должно обеспечиваться схемами КТП, ЩСУ, АВР ЗРУ. Схема релейной защиты и автоматики ЗРУ должна позволять осуществлять режим автоматического восстановления нормального режима электроснабжения при восстановлении напряжения на вводах, как при работе АВР, так и при одновременном отключении обоих вводов по причине внешнего электроснабжения.

12.1.3 Проектные решения должны обеспечивать нормируемые значения показателей качества электроэнергии, которые, удовлетворяя требованиям технологического процесса НПС, обеспечивают допустимый уровень электромагнитных помех, вносимых электроприемниками НПС в сети энергосистемы, в соответствии с ГОСТ 13109 и ГОСТ Р 54149.

12.1.4 При определении объема резервирования и пропускной способности систем электроснабжения совпадение планового ремонта элементов электрооборудования и аварии в системе электроснабжения, или возникновения двух аварий одновременно в системе электроснабжения следует учитывать только в случаях питания электроприемников особой группы.

12.1.5 Электроприемники НПС должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников электроснабжения: собственной двухтрансформаторной подстанции ПС 35-220/6(10) кВ, или двух секций шин от 6(10) кВ энергоснабжающей организации по двум линиям электропередачи в одноцепном исполнении.

12.1.6 Для присоединения НПС к системе внешнего электроснабжения, в соответствии с ТУ Заказчика или энергоснабжающей организации, могут быть использованы гибкие магистральные токопроводы. Механические нагрузки на токопроводы, а также расчетные температуры окружающей среды следует определять в соответствии с требованиями, приведенными в РД-33.040.99-КТН-002-11.

Токоведущие части токопроводов следует выполнять, как правило, из алюминиевых, сталеалюминиевых и стальных проводов, труб и шин профильного сечения. Для заземления токоведущих частей токопроводов должны предусматриваться стационарные заземляющие ножи или переносные заземления. В случаях, когда изменение температуры, вибрация трансформаторов, неравномерная осадка здания и т.п. могут повлечь за собой опасные механические напряжения в проводниках, изоляторах или других элементах токопроводов, следует предусматривать меры к устранению этих напряжений (компенсаторы или подобные им приспособления).

Гибкие токопроводы на открытом воздухе должны прокладываться на самостоятельных опорах. Совмещенная прокладка токопроводов и технологических трубопроводов на общих опорах не допускается.

Расстояние между проводами расщепленной фазы рекомендуется принимать равным не менее чем шести диаметрам применяемых проводов.

Расстояние между токоведущими частями и от них до заземленных конструкций, зданий и других сооружений, а также до полотна автомобильной или железной дороги должно приниматься по ПУЭ, гл. 2.5.

Сближение токопроводов со зданиями и сооружениями, содержащими взрывоопасные помещения, а также со взрывоопасными наружными установками должно выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ, гл. 7.3.

Проверку расстояний от токопроводов до пересекаемых сооружений следует производить с учетом дополнительных весовых нагрузок на провода от междуфазных и внутрифазных распорок и возможностей максимальной температуры провода в послеаварийном

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

режиме. Максимальная температура при работе токопровода в послеаварийном режиме принимается равной плюс 70 °С.

Токопроводы выше 1 кВ на открытом воздухе должны быть защищены от грозовых перенапряжений.

На углах поворотов в начале и конце трассы должны быть предусмотрены подкосы и натяжные гирлянды.

12.1.7 Мощность каждого трансформатора (пропускная способность каждой секции шин) понижающей подстанции НПС должна обеспечивать работу всей подключенной нагрузки НПС. В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов в соответствии со следующим рядом:

Масляные трансформаторы:

- перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
- длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы:

- перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
- длительность перегрузки, мин.	60	45	32	18	5

12.1.8 Применяемые трансформаторы ПС 35-220/6(10) кВ должны быть оснащены устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой. Подстанция должна быть оснащена устройствами релейной защиты и автоматики в объеме требований ПУЭ, необходимой связью с диспетчером энергоснабжающей организации (при необходимости с диспетчером ОАО «СО ЕЭС») связью с выходом в общую телефонную сеть, каналами телемеханики.

12.1.9 Приборы коммерческого учета электроэнергии должны соответствовать требованиям оператора оптового рынка и ОТТ-35.240.00-КТН-124-11. АИИС КУЭ должна удовлетворять требованиям оптового, розничного рынков электроэнергии и ОТТ-35.240.00-КТН-124-11.

АИИС КУЭ выполнить в соответствии с ТПР-35.240.00-КТН-145-11. АИИС КУЭ должна обеспечивать измерение количества потребленной электроэнергии и мощности в точках поставки электроэнергии и мощности.

В составе АИИС КУЭ на НПС должен быть создан информационно вычислительный комплекс электроустановки, включающий метрологически аттестованное устройство сбора и передачи данных, и устройство синхронизации времени.

ИВКЭ должен обеспечивать синхронизацию времени в счетчиках коммерческого и технического учета электроэнергии, сбор и передачу на верхний уровень АИИС КУЭ результатов измерений, состояние измерительных каналов (журналы приборов измерений), состояние объекта измерений (положение выключателей).

Данных, передаваемых из ИВКЭ на верхний уровень АИИС КУЭ должно быть достаточно для расчета потребления электроэнергии и мощности по направлениям использования в соответствии с ОР-91.140.50-КТН-118-11.

Состояние объекта измерений и данные по техническому учету ИВКЭ должен получать из АСТУЭ.

12.1.10 Для передачи данных ИВКЭ на верхний уровень АИИС КУЭ должны быть предусмотрены основной и резервный каналы связи.

12.1.11 Панели защит, управления, автоматики, собственных нужд, связи и ТМ объектов электроснабжения должны быть расположены в оперативном пункте управления.

Расстояние между панелями защит, автоматики и собственных нужд, а также между панелями и стенами помещений должны соответствовать ПУЭ.

12.1.12 При проектировании новых, техническом перевооружении и реконструкции действующих НПС необходимо проводить расчет уставок токовых защит оборудования. Типовые расчеты приведены в приложении Е настоящего документа.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

12.2 Закрытое распределительное устройство

12.2.1 Присоединение ЗРУ-6(10) кВ к ПС 35-220/6(10) кВ должно быть выполнено гибким токопроводом на подвесных изоляторах на металлических опорах. Ввод токопровода в здание ЗРУ должен быть выполнен через проходные изоляторы. Класс изоляции должен быть не менее 20 кВ. Защита от внутренних напряжений должна быть выполнена с применением ограничителей перенапряжения.

12.2.2 Прокладка контрольного кабеля между питающей подстанцией и ЗРУ должна осуществляться по эстакаде или в бетонном лотке. Запрещается прокладывать контрольный кабель между питающей подстанцией и ЗРУ в земле.

12.2.3 Контуры заземления ПС-35-220/6(10) кВ и ЗРУ должны быть соединены между собой не менее чем в двух местах стальными полосами сечением 4×40 мм, проложенными в земле.

12.2.4 Ввод и разводка силовых кабелей должна предусматриваться по согласованию с заказчиком. По согласованию с заказчиком допускается нижняя разводка кабелей в кабельных каналах.

12.2.5 ЗРУ должно быть выполнено с двумя секциями шин, укомплектованными ячейками на выкатных элементах с вакуумными или элегазовыми выключателями, с электромагнитными приводами. Все ячейки должны быть двухстороннего обслуживания, если иное не указано в задании на проектирование.

12.2.6 Питание аппаратов оперативного тока должно быть выполнено от трансформаторов собственных нужд, подключенных до выключателей ввода 6(10) кВ. Технические характеристики выключателей должны выбираться исходя из расчетов токов нагрузки и токов короткого замыкания.

Расчет электрических нагрузок должен выполняться на всех стадиях проектирования в табличной форме (см. приложение Ж настоящего документа).

Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания, допустимой потере напряжения должен выполняться в табличной форме, указанной в приложении И настоящего документа.

Количество ячеек ЗРУ должно определяться с учетом наличия и состава:

- а) магистральных агрегатов;
- б) подпорных агрегатов;
- в) вдольтрассовых воздушных линий;
- г) двух вводных ячеек;
- д) секционного выключателя и ячейкой секционного разъединителя;
- е) трансформаторов напряжения;
- ж) быстродействующего АВР;
- и) КТП системы пожаротушения;
- к) высоковольтных двигателей насосов пожаротушения;
- л) КТП вспомогательных систем и внеплощадочных сооружений;
- м) трансформаторов собственных нужд сухого исполнения, подключенных через выключатель до соответствующего ввода;
- н) устройств компенсации реактивной мощности;
- о) с учетом резервных ячеек (по одной на каждую секцию);
- п) устройства плавного пуска или ЧРП (при наличии).

12.2.7 Покраска оборудования должна быть предусмотрена порошковыми эмалями, не поддерживающими горение, методом напыления.

12.2.8 В схеме ЗРУ должны быть дополнительно предусмотрены две резервные ячейки (по одной на каждую секцию) и резервное место для расширения распределительного устройства на две ячейки.

12.2.9 Секционирование должно осуществляться с применением быстродействующих секционных устройств.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

12.2.10 При необходимости ограничения токов короткого замыкания на стороне 6(10) кВ должны применяться токоограничивающие реакторы в цепях вводов в ЗРУ от трансформаторов подстанции.

12.2.11 Защита и автоматика управления электроснабжением НПС должна осуществляться с применением микропроцессорных устройств. Для контроля работы и управления микропроцессорными устройствами должна быть предусмотрена централизованная система сбора, анализа информации и управления.

12.2.12 В целях централизованного контроля и управления электроснабжением НПС должно быть предусмотрено создание автоматизированной системы технического учета электроэнергии.

АСТУЭ является децентрализованной автоматизированной системой измерений и централизованной системой управления, включающей три уровня: НПС, РНУ, МН.

Объем собираемой АСТУЭ информации должен быть достаточным для контроля и принятия оперативных решений по управлению электроснабжением оборудованием, объектами НПС.

В проектной документации должно быть предусмотрены технические решения по сопряжению АСТУЭ с микропроцессорными устройствами защит и автоматики, МПСА НПС, АИИС КУЭ, контроллерами линейной телемеханики, СДКУ и другими системами.

В проектной документации должен быть указан перечень, объем, направления, методы и протоколы передачи информации между компонентами и уровнями АСТУЭ, внешними системами.

12.2.13 Комплекс технических средств АСТУЭ уровня НПС должен включать в себя:

а) шкаф серверный:

- 1) резервированные сервера АСТУЭ;
- 2) приемник точного времени;
- 3) резервированные коммутаторы;
- 4) резервированные маршрутизаторы с функцией межсетевого экранирования;

б) шкаф сбора данных:

- 1) контроллер АСТУЭ на базе двух резервируемых (горячий резерв) контроллеров;
- 2) модули связи для организации шины связи от контроллера до контрольно-измерительных приборов и блоков управления по цифровым интерфейсам;
- 3) модули ввода-вывода для организации приема и выдачи сигналов от контролируемых устройств или на исполнительные блоки;

в) дополнительные шкафы сбора данных с корзинами и модулями ввода-вывода при необходимости подключения количества сигналов (интерфейсов), не позволяющих скомпоновать все модули в один шкаф;

г) АРМ дежурного электромонтёра;

д) АРМ энергетика НПС;

е) первичные преобразователи и счетчики.

12.2.14 АСТУЭ НПС должна обеспечивать сбор информации со следующих объектов и оборудования энергоснабжения:

а) ОРУ 110/220 кВ (при наличии), ОРУ 35кВ, ЗРУ 6(10) кВ;

б) основное электрооборудование по стороне 6(10) кВ:

- 1) ячейки электродвигателей магистральных и подпорных (при наличии) насосных агрегатов;
- 2) ячейки электродвигателей системы пожаротушения (при наличии);
- 3) установки ЧРП (при наличии);
- 4) автономные ДЭС (при наличии);
- 5) КТП 6(10)/0,4 кВ (при наличии);
- 6) отходящие фидеры воздушных линий 6(10) кВ электропитания линейной части оборудования;
- 7) АПС;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- 8) трансформаторы напряжения;
 - 9) устройства плавного пуска электродвигателей;
 - 10) блоки микропроцессорной релейной защиты;
 - 11) приборы контроля качества электроэнергии;
 - 12) оборудование тиристорного автоматического ввода резерва;
 - 13) цифровые регистраторы аварийных процессов;
 - 14) устройства обнаружения места повреждения ВЛ;
 - 15) устройства компенсации реактивной мощности;
- в) основное электрооборудование по уровню напряжения 0,4 кВ:
- 1) ЩСУ 0,4 кВ;
 - 2) возбудители синхронных электродвигателей МНА;
 - 3) электрооборудование вспомогательных систем;
 - 4) ДЭС;
 - 5) электрооборудование котельных;
 - 6) блоки гарантированного питания узлов запорной арматуры линейной части;
 - 7) аппараты управления оперативным током;
 - 8) источники бесперебойного питания;
 - 9) ЭХЗ;
 - 10) электрооборудование системы электрообогрева;
- г) счётчики тепла в котельных.

12.2.15 Должен быть предусмотрен релейный и приборный контроль напряжения до выключателей ввода 6(10) кВ.

12.2.16 В ЗРУ должен быть предусмотрен регистратор аварийных процессов.

12.2.17 Оперативный ток должен быть постоянный 220 В от аппарата управления оперативным током с необслуживаемыми аккумуляторами с гарантийным сроком службы не менее 10 лет. Шинки оперативного тока, центральной сигнализации и связи между ячейками должны проходить в специальных лотках с крышками.

12.2.18 Измерительные трансформаторы должны быть сухого исполнения.

12.2.19 Системы собственных нужд ЗРУ обеспечиваются электропитанием от трансформаторов собственных нужд, подключенных до выключателей ввода.

12.3 Комплектная трансформаторная подстанция

12.3.1 Каждая КТП должна быть укомплектована двумя двухобмоточными трехфазными трансформаторами сухого исполнения. Трансформаторы должны применяться с металлическим кожухом и степенью защиты не менее IP 31 по ГОСТ 14254.

12.3.2 КТП, к которой подключены нагрузки, перечисленные в 12.6.2, должна иметь дополнительную панель ввода от ДЭС на РУ 0,4 кВ.

12.3.3 Мощность каждого из трансформаторов КТП должна обеспечивать работу всей подключенной нагрузки. При этом в аварийных режимах допускается перегрузка в соответствии с 12.1.6.

12.3.4 Панели распределительного устройства низкого напряжения должны быть шкафного исполнения, двустороннего обслуживания.

12.3.5 Силовые шины должны быть медными. Силовые сборные шины, соединения с шинами, ошиновка должна выдерживать ударный ток короткого замыкания не менее 50 кА.

12.3.6 Вводные панели должны быть размещены в отдельных шкафах и расположены по краям секций шин различных вводов, секционная панель – в середине между секциями шин.

12.3.7 Вводные и секционные автоматические выключатели должны иметь встроенные блоки защиты, контроля и управления с возможностью регистрации событий и параметров тока и напряжения, выключатели должны иметь возможность интеграции в систему АСТУЭ.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Выключатели должны выбираться с учетом коммутационной способности, динамической и термической стойкости (не менее 37 кА в течение 1 – 3 с). Вводные панели должны иметь релейный и приборный контроль фазного и линейного напряжения до вводов и на секциях шин. Схема АВР должна выполняться на базе микропроцессорной техники и иметь возможность интеграции в систему АСТУЭ.

Диапазон регулирования уставок должен составлять:

- а) по напряжению от 0,4 до 1,0 Uном;
- б) по времени от 0,1 до 10 с.

12.3.8 Контактные соединения должны быть доступными для проведения измерений переходных сопротивлений и производства термографического обследования.

12.3.9 В КТП должны быть предусмотрены резервные автоматические выключатели, по 2 шт. на каждой секции. Номинальный ток этих выключателей должен быть от 160 до 400 А в зависимости от мощности трансформаторов.

12.3.10 Покраска оборудования должна быть предусмотрена порошковыми эмалями, не поддерживающими горение, методом напыления.

12.3.11 Мощность КТП системы пожаротушения должна выбираться согласно проектируемым нагрузкам, с учетом нагрузок резервуарного парка и подпорной насосной (в зависимости от расстояний до соответствующих нагрузок) и пусков электродвигателей пожарных насосов.

12.4 Щит станций управления

12.4.1 ЩСУ должны размещаться в отдельных помещениях.

12.4.2 ЩСУ должны быть:

а) выполнены в защищенном (закрытом со всех сторон) исполнении (шкафное, многощкафное, пультовое, ящичное, многоящичное);

б) с медными силовыми шинами. Силовые сборные шины, соединения с шинами, ошиновка должны выдерживать ударный ток короткого замыкания не менее 30 кА;

в) с вводными панелями различных вводов, установленными в отдельных шкафах, расположенными по краям секций шин с противоположных концов от секционной панели, с секционной панелью в середине между секциями шин. Для ЩСУ с вводными автоматическими выключателями с номинальным током 100 А и менее оба ввода и АВР размещаются в одной панели.

12.4.3 Вводные и секционные автоматические выключатели должны иметь встроенные блоки защиты, контроля и управления с возможностью регистрации событий и параметров тока и напряжений. Выключатели должны иметь возможность интеграции в систему АСТУЭ. Вводные панели должны иметь релейный и приборный контроль напряжения до вводов и на секциях шин.

12.4.4 Схема АВР должна быть выполнена на базе микропроцессорной техники и иметь возможность интеграции в систему АСТУЭ.

Диапазон регулирования уставок должен составлять:

- а) по напряжению от 0,4 до 1,0 Uном;
- б) по времени от 0,1 до 10 с.

12.4.5 ЩСУ должны выполняться на блочно-модульных выдвижных или стационарных элементах. Выбор типа элементов определяется заданием на проектирование, техническими условиями или актом предпроектного обследования. В случае использования стационарных элементов должен быть предусмотрен разъединитель на каждые два блока.

12.4.6 На отходящих линиях и в цепях управления должны применяться автоматические выключатели с комбинированными расцепителями. Автоматические выключатели отходящих линий должны выбираться с учетом коммутационной способности, динамической и термической стойкости (не менее 20 кА в течение 1 – 3 с). Автоматические

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

выключатели для непосредственного подключения ЭД 0,4 кВ должны иметь токовые характеристики расцепителя не менее 10-12 In.

12.4.7 Подключение силовых кабелей отходящих линий должно предусматриваться только к силовым клеммным рядам. Клеммные ряды должны располагаться в нижней части шкафа на расстоянии от уровня пола на отметке 0,4 м.

12.4.8 Панели НКУ должны предусматривать установку микропроцессорных устройств защиты и автоматики на отходящих линиях к ЭД задвижек и вспомогательных механизмов, с регистрацией событий, параметров тока и напряжения и иметь возможность интеграции в систему АСТУЭ.

12.4.9 Все присоединения с током нагрузки 100 А и выше должны выполняться на вакуумных контакторах.

12.4.10 В помещениях КТП и ЩСУ должна предусматриваться установка стоек устройств связи с удаленными объектами для обвязки электрооборудования в систему АСТУЭ.

12.4.11 Должны быть предусмотрены резервные блоки управления с установкой их на разные секции шин: для ЩСУ с вводными автоматами 630 А и выше – с номинальным током на 16, 25, 40, 63, 100 А; для ЩСУ с вводными автоматами от 250 до 500 А – с номинальным током на 16, 25, 40, 63 А; для ЩСУ с вводными автоматами менее 250 А – с номинальным током на 10, 16, 25, 40 А.

12.5 Требования к электроприемникам НПС

12.5.1 Классификация основных электроприемников НПС по категориям надежности электроснабжения и допустимое время перерыва их электроснабжения приведены в приложении К настоящего документа.

Электроприемники, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52350.0-2005 [27].

12.5.2 Выбор типа ЭД для технологических агрегатов и их мощности определяется исходя из расчетной пропускной способности нефтепровода и характеристик насоса. Номинальная мощность электродвигателя должна приниматься не менее чем на 10 % выше потребляемой мощности при коэффициенте неравномерности перекачки $K_n=1,0$, но не выше ближайшей из серийного ряда в соответствии с ГОСТ 12139. При коэффициенте неравномерности перекачки $K_n = 1,05 \div 1,1$ номинальная мощность электродвигателя должна приниматься без запаса мощности 10%.

12.5.3 ЭД магистральных насосов

12.5.3.1 ЭД магистральных насосов предназначены для эксплуатации во взрывоопасных зонах класса 2 по ГОСТ Р 51330.9 и класса В-1а по ПУЭ, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА по ГОСТ Р 51330.11, группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.5 и ПУЭ.

12.5.3.2 Для вновь проектируемых объектов электропривод магистрального насоса должен быть рассчитан на напряжение 6 (10) кВ.

12.5.3.3 Решение о необходимости установки компенсирующих устройств для компенсации реактивной мощности асинхронных ЭД должно приниматься на основании расчетов.

12.5.3.4 Компенсирующие устройства на напряжение 6(10) кВ должны устанавливаться в помещении ЗРУ. Мощность этих компенсирующих устройств должна определяться расчетом потребляемой реактивной мощностью на секции ЗРУ.

Компенсирующие устройства на напряжение 0,4 кВ должны устанавливаться в помещении КТП и ЩСУ и подключаться к секциям РУ 0,4 кВ КТП. Мощность этих компенсирующих устройств должна определяться расчетом потребляемой реактивной мощностью на КТП.

12.5.3.5 Возбуждение синхронных ЭД должно осуществляться отдельно стоящими цифровыми возбудительными устройствами. Место установки цифрового возбудительного

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

устройства – в помещении ЗРУ. Силовые тиристоры и диоды, применяемые в бесконтактном возбуждающем устройстве, должны быть не ниже 14 класса. Для определения возможности прямого пуска ЭД по условиям энергосистемы производится обосновывающий расчет в соответствии с РД-29.160.30-КТН-267-10. В случае необходимости, подтвержденной расчетом, применяются УПП.

12.5.4 ЭД подпорных насосов

12.5.4.1 ЭД подпорных насосов предназначены для эксплуатации во взрывоопасных зонах класса 2 по ГОСТ Р 51330.9 и класса В-1г (В-1а для закрытых ПНС) по ПУЭ, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА по ГОСТ Р 51330.11, группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.5 и ПУЭ.

12.5.4.2 Мощность и тип ЭД для привода подпорного насоса определяется технологической схемой, исходя из характеристик насоса.

12.5.5 ЭД полупогружных электронасосных агрегатов

12.5.5.1 В качестве электроприводов полупогружных электронасосных агрегатов должны применяться асинхронные взрывозащищенные ЭД с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка».

12.5.5.2 Выбор марки ЭД и их мощности определяется решениями технологической схемы.

12.5.6 ЭД запорной арматуры технологических трубопроводов

12.5.6.1 ЭД запорной арматуры, пускорегулирующие устройства и защиты, а также все электротехническое и вспомогательное оборудование к ним, должны выбираться и устанавливаться в соответствии с требованиями ПУЭ и настоящего документа.

12.5.6.2 Выбор марки ЭД и их мощности определяется решениями технологической схемы.

ЭД, используемые для задвижек, должны быть асинхронными во взрывозащищенном исполнении с видом взрывозащиты – «взрывонепроницаемая оболочка».

12.5.7 ЭД системы пожаротушения

12.5.7.1 ЭД системы пожаротушения должны быть общепромышленного изготовления.

12.5.7.2 Электроснабжение потребителей системы пожаротушения должно выполняться с учетом требований СП 6.13130.2013 от отдельного ЩСУ с АВР, установленного в здании насосной пожаротушения. При необходимости, в случае удаленности нагрузок и длине кабельных линий более 300 м, допускается устанавливать ЩСУ в другом здании. Данные ЩСУ, а также вводные распределительные устройства и пункты распределения потребителей системы пожаротушения, должны иметь отличительную окраску – горизонтальную полосу шириной 40 мм, выкрашенную чередующимися красными и белыми отрезками длиной 100 мм каждый. Электроснабжение этих ЩСУ необходимо выполнять от разных секций шин распределительных устройств.

В цепях управления автоматическими установками пожаротушения не допускается устройство тепловой и максимальной защиты.

12.5.7.3 Установка УЗУД или УПП для ЭД насосов, задвижек пожаротушения и аварийной вентиляции не допускается.

12.5.8 ЭД вспомогательных систем и инженерных сетей

12.5.8.1 ЭД насосов пожаротушения, маслосистемы, обратного водоснабжения, системы водоснабжения, канализации, вентиляции и другого оборудования должны выбираться по характеристикам насосов и запорной арматуры, требуемого режима работы технологического оборудования и условий окружающей среды.

12.5.8.2 Трехфазные ЭД приводов должны защищаться трехполюсными автоматическими выключателями и устройствами тепловой защиты (тепловыми реле). Применение УЗУД и УПП должно быть обосновано в проектной документации.

12.5.8.3 Для подключения временных потребителей (сварочных аппаратов и др.) должны быть предусмотрены наружные распределительные устройства 0,4 кВ на территории

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

НПС в количестве, необходимом для производственных нужд, укомплектованные трехполосными автоматическими выключателями с УЗО.

12.6 Требования к аварийной дизельной электростанции

12.6.1 Независимо от категории электроснабжения на НПС должна быть предусмотрена автономная ДЭС 3 степени автоматизации для электроснабжения электроприемников 0,4 кВ, необходимых для сохранения в работе наиболее важных систем НПС при отключении обоих вводов основного электроснабжения.

12.6.2 Питанием от ДЭС должны быть обеспечены следующие нагрузки:

- котельные;
- собственные нужды ДЭС;
- системы связи;
- системы контроля, управления, измерения, передачи и сохранения информации (включая ЛВС в административных зданиях);
- системы аварийной вентиляции из взрывоопасных зон;
- система подпора воздуха в электропомещения, электроразалы, приточные венткамеры, обслуживающие взрывоопасные зоны, в тамбуры-шлюзы, в оболочки электрооборудования с видом взрывозащиты «р»;
- маслососы индивидуальных агрегатных маслосистем;
- задвижки, участвующие в алгоритмах общестанционных защит;
- системы автоматического пожаротушения;
- системы пожарной, охранной сигнализации;
- задвижки, отсекающие НПС и/или резервуарный парк.

12.6.3 Мощность ДЭС принимается равной мощности одного трансформатора КТП, к которой подключены указанные в 12.6.2 нагрузки, но не менее 400 кВт.

12.6.4 В случае удаленности указанных нагрузок от КТП с третьим вводом (при общей длине кабельных линий от ДЭС до электроприемников более 400 м) допускается подключать эти нагрузки к специально предназначенному для них ЩСУ-0, также имеющему панель ввода от ДЭС. При необходимости ДЭС должна быть оснащена распределительным устройством на нужное количество отходящих линий. Суммарная расчетная мощность потребителей, подключенных к ДЭС, не должна превышать ее номинальной мощности.

Если по причине малой мощности нагрузок (до 100 кВт при отсутствии котельных) установка ДЭС нецелесообразна, для отдельных потребителей допускается выполнять резервирование питания с помощью статических ИБП.

12.6.5 В состав ДЭС должны входить:

- а) утепленный модуль-контейнер;
- б) дизельная генераторная установка в сборе;
- в) аккумуляторная батарея для систем контроля и сигнализации с автоматическим зарядным устройством;
- г) система пневмоцилиндрового пуска с автоматическим поддержанием давления в баллоне, обеспечивающая не менее шести пусков;
- д) дыхательная система должна выводиться наружу модуля и заканчиваться воздушным клапаном с огнепреградителем;
- е) масляный бак, оборудованный заливной горловиной, отстойником, ручным масляным насосом, визуальным уровнем масла. Гибкая трубка масляного бака должна иметь дополнительную конструкцию для обеспечения жесткости;
- ж) глушитель газовыхлопа с пробкой для слива конденсата;
- и) щиты автоматического управления и собственных нужд;
- к) автоматическая система обогрева и вентиляции;
- л) система пожарно-охранной сигнализации;
- м) система рабочего и аварийного освещения;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

н) автоматическая система газового пожаротушения с запуском от автоматических многодиапазонных извещателей пламени, реагирующих на электромагнитное излучение пламени или тлеющего огня.

Запас топлива для ДЭС должен составлять не менее 5 м³.

12.6.6 Время автоматического включения ДЭС, выхода на нагрузку и подачи напряжения на указанное оборудование должно быть не более 15 с.

12.6.7 Автоматика управления ДЭС должна обеспечивать возможность дистанционного контроля за режимом работы генератора, функционирования систем автоматизации дизеля с использованием микропроцессорных устройств и иметь возможность интеграции в систему АСТУЭ.

12.7 Требования к устройствам гарантированного питания

12.7.1 На НПС должны быть предусмотрены устройства гарантированного питания. Их количество определяется проектом и должно быть не более трех.

12.7.2 УГП являются источниками переменного тока и предназначены для:

- обеспечения бесперебойного электроснабжения вспомогательных систем и систем автоматизации НПС и других площадочных объектов магистральных нефтепроводов;
- обеспечения безаварийной остановки магистральных (подпорных) насосных агрегатов при полном исчезновении внешнего электроснабжения;
- поддержания условий для возможности самозапуска электродвигателей магистральных и подпорных агрегатов при кратковременных исчезновениях напряжения внешнего электроснабжения.

12.7.3 Оборудование УГП должно размещаться в блок-контейнере.

12.7.4 УГП должно обеспечивать электроснабжение подключенных приемников электроэнергии с необходимыми показателями надежности и качества электроэнергии при следующих нарушениях в системе электроснабжения:

- исчезновение напряжения;
- провалы напряжения;
- всплески напряжения;
- понижение напряжения;
- повышение напряжения;
- электромагнитные и радиочастотные помехи;
- отклонения частоты;
- переходные процессы коммутации;
- нелинейные искажения напряжения.

12.7.5 Должны быть предусмотрены контроль и защита АБ, включающие:

- периодическое автоматическое тестирование;
- контроль разрядных характеристик без отключения выпрямителя;
- защита от глубокого разряда;
- интеллектуальное управление зарядом АБ с учетом температурного режима;
- отображение остаточной емкости батарей и времени автономной работы батарей при текущей нагрузке на дисплее ИБП.

12.7.6 Оборудование УГП размещается в БК и включает в себя:

- ИБПС для обеспечения гарантированного питания вспомогательных систем;
- ИБПА для обеспечения гарантированного питания систем автоматизации НПС;
- ЩСН;
- шкафы распределительные;
- систему поддержания микроклимата (кондиционер, отопление, датчики температуры и т.д.);
- освещение;
- систему обеспечения пожарной безопасности;
- первичные средства пожаротушения.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

12.7.7 Конструкция УГП должна предусматривать возможность увеличения мощности ИБП, путем установки дополнительных модулей, а также времени автономной работы путем наращивания батарейного массива.

12.8 Кабельные и проводные линии

12.8.1 Прокладку кабелей по территориям НПС следует выполнять по кабельным и совмещенным эстакадам с учетом технических условий и стандартов на кабели. При общем количестве кабелей до 6 допускается прокладывать их в земле, в траншее (за исключением кабелей МПСА НПС, МПСА ПТ, систем пожарной сигнализации). Все кабели МПСА НПС, МПСА ПТ, систем пожарной сигнализации должны прокладываться по эстакадам в кабельных коробах с крышкой. Прокладка кабелей для подключения электрооборудования прожекторных мачт должна быть предусмотрена в земле, в металлических трубах на протяжении 10 м от мачты.

12.8.2 Кабельные эстакады должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного в проектной документации.

12.8.3 Для прокладки кабелей сечением 16 мм² и менее по эстакадам должны применяться лотки лестничного типа (за исключением кабелей МПСА НПС, МПСА ПТ, систем пожарной сигнализации).

12.8.4 На кабельных эстакадах кабели должны прокладываться целыми строительными длинами.

Контрольные кабели и кабели связи должны размещаться на разных уровнях относительно силовых кабелей. Опволоконные, коаксиальные кабели и витые пары должны прокладываться в коробе с крышкой.

Силовые кабели до 1 кВ должны прокладываться над кабелями выше 1 кВ.

12.8.5 Должно быть исключено применение силового кабеля, прокладываемого по эстакадам, требующего дополнительного покрытия для обеспечения требуемого предела огнестойкости.

12.8.6 Длина кабелей должна выбираться с учетом запаса до 3 % от расчетной длины для обеспечения провисов, температурной компенсации, укладки в виде незамкнутой петли у кабельных разделок.

12.8.7 Расстояние от кабельных эстакад до стенок резервуаров с нефтью и нефтепродуктами должно быть не менее 20 м (за исключением тех частей кабельной эстакады, которые предназначены для прокладки кабелей к данным резервуарам). Расстояние от кабельных эстакад до наружных установок, содержащих ЛВЖ, должно быть не менее 9 м (за исключением тех частей кабельной эстакады, которые предназначены для прокладки кабелей к данным наружным установкам, содержащим ЛВЖ). Эти расстояния считаются от крайнего кабеля.

12.8.8 В пределах каре резервуаров должны прокладываться только кабели, относящиеся к электроприемникам, взрывозащищенного исполнения, установленным в каре резервуаров (приводы коренных задвижек, механических систем размыва донных отложений, систем измерения, управления, автоматики и т.п.).

12.8.9 Силовые кабели, кабели управления электроприводами запорной арматуры на узлах приемо-раздаточных патрубков, установленные в каре резервуаров, должны защищаться огнезащитными составами, обеспечивающими предел огнестойкости не менее 45 мин.

Применение средств огнезащиты должно осуществляться во исполнение соответствующей части проекта строительства.

12.8.10 Внутриплощадочные сети электроснабжения должны выполняться бронированными кабелями с медными жилами.

12.8.11 Если иное не указано в задании на проектирование или в других документах, для сетей 6(10) кВ должны применяться кабели с пропитанной бумажной изоляцией со

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

свинцовой оболочкой, с броней из оцинкованных стальных лент. В случае прохождения трассы только внутри сооружений допускается использование небронированных кабелей. При прокладке в земле запрещается использование кабелей без наружной оболочки.

12.8.12 Для силовых сетей 0,4 кВ должны применяться: в наружных сетях – кабели с медными жилами с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката, с ленточной броней, внутри помещений – кабели с медными жилами с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката, небронированные.

12.8.13 Все кабели, предназначенные для питания электроприемников во взрывоопасных зонах, должны быть круглой формы.

12.8.14 Все кабели должны применяться в исполнении по пожарной безопасности в соответствии с таблицей 12.1.

Т а б л и ц а 12.1 – Исполнение кабелей по пожарной безопасности

№ п/п	Наименование объекта	Исполнение кабелей по ГОСТ Р 53315
1	2	3
1	Внутриплощадочные электрические сети**	нг-LS, для электроприемников системы пожаротушения – нг-FRLS
2	Наружное электроосвещение	нг
3	Охранное освещение	нг
4	Насосная станция пожаротушения	нг-FRLS
5	Помещение с электроприводными задвижками	нг-FRLS
6	Пождепо	нг-FRLS
7	Техническое помещение при резервуарах запаса воды	нг-FRLS
8	Склад пенообразователя	нг-FRLS
9	Помещения с мембранными емкостями	нг-FRLS
10	Здание магистральной насосной	нг-LS
11	Здание подпорной насосной	нг-LS
12	Здание маслосистемы	нг-LS
13	Блок ССВД	нг-LS
14	Пункт подогрева нефти	нг-LS
15	Система измерений количества и показателей качества нефти	нг-LS, в операторной – нг-HF
16	Блок измерений показателей качества нефти	нг-LS
17	Насосная станция откачки из резервуаров аварийного сброса в здании	нг-LS
18	Испытательная лаборатория	нг-HF
19	Лаборатория метрологическая	нг-HF
20	Склад испытательной (аналитической) лаборатории	нг-LS
21	Операторная ЗРУ, КТП	нг-HF
22	КТП, ЩСУ	нг-LS
23	ЩСУ	нг-LS
24	Дизельная электростанция	нг-LS
25	Частотно-регулируемый преобразователь	нг-HF
26	Камеры масляных трансформаторов с содержанием масла в единице оборудования более 60 кг*	нг
27	Лаборатория эколого-аналитического контроля	нг-HF
28	Насосная обратного водоснабжения	нг-LS

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 12.1

№ п/п	Наименование объекта	Исполнение кабелей по ГОСТ Р 53315
1	2	3
29	Техническое помещение при резервуарах накопителях и отстоя вод*	нг
30	Здание котельной	нг-LS
31	Служебно-бытовой (административный) корпус с узлом связи	нг-HF
32	Узел связи	нг-HF
33	Столовая	нг-LS
34	Гараж - закрытая стоянка техники	нг-LS
35	Вахтовый жилой корпус	нг-LS
36	Караульное помещение	нг-LS
37	Контрольно-пропускной пункт	нг-LS
38	Производственная и ремонтная мастерские	нг-LS
39	Кузнечные, термические и сварочные участки	нг-LS
40	Покрасочные отделения, краскоприготовительные участки	нг-LS
41	Деревообрабатывающие цехи и участки	нг-LS
42	Материальный склад и склад инвентаря и оборудования отдельно стоящий, заглубленный	нг-LS
43	Флотационная установка (здание)	нг-LS
<p>Примечание</p> <p>* В случае одиночной прокладки на всем протяжении, т.е. при расстоянии до соседнего кабеля не менее 300 мм, - без исполнения.</p> <p>** Если кабель учтен в комплекте внутриплощадочных электрических сетей и имеет исполнение нг-LS, но заходит в сооружение, где требуется иное исполнение по пожарной безопасности, его исполнение принимается как для внутриплощадочных электрических сетей.</p>		

12.8.15 Кабельные линии систем противопожарной защиты должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для функционирования конкретных систем защищаемого объекта в соответствии с требованиями таблицы 12.2.

12.8.16 Совместная прокладка кабельных линий систем противопожарной защиты с другими кабелями и проводами в одном лотке (коробе) не допускается.

12.8.17 Ввод силовых высоковольтных и контрольных кабелей (за исключением кабелей МПСА НПС, МПСА ПТ, систем пожарной сигнализации) с эстакады к ЭД магистральных насосов должен выполняться в металлических трубах соответствующего диаметра, проложенных от эстакады до вводного устройства ЭД в земле на глубине не менее 1 м. Внутренний диаметр труб должен составлять не менее двух наружных диаметров применяемого кабеля. Радиус изгиба труб должен быть больше радиуса допустимых изгибов кабелей на величину внешнего диаметра кабеля. При изгибании труб следует применять нормализованные углы поворота 90°, 120° и 135° и нормализованные радиусы изгиба 400, 800, 1000 и 2000 мм. Выход труб из земли должен выполняться по стойкам кабельной эстакады на высоту 2 м, выход труб из пола насосного зала – 0,2 м. Места выхода кабелей из труб должны быть герметизированы негорючим материалом.

12.8.18 Кабели к ЭД подпорных насосов с эстакады до площадок обслуживания должны быть проложены в закрытых металлических коробах. На спуске с эстакады должен

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

быть предусмотрен запас кабеля в виде незамкнутой петли для выполнения при необходимости двух разделок.

12.8.19 Спуск силовых и контрольных кабелей с эстакады к ЭД приводов задвижек от эстакады до площадок обслуживания должен быть выполнен в закрытых металлических коробах. Подвод кабелей к ЭД и постам управления должен быть выполнен в металлических трубах под площадками обслуживания.

12.8.20 Расстояние от кромки труб до вводного устройства ЭД и клеммной коробки должно быть 0,1 м.

12.8.21 Контрольный кабель от клеммной коробки до конечного выключателя должен быть проложен в металлической трубе (металлорукаве). Расстояние от кромки труб до вводного устройства клеммной коробки и конечного выключателя должно быть 0,2 м.

Т а б л и ц а 12.2 – Время функционирования систем противопожарной защиты

№ п/п	Наименование системы противопожарной защиты	Наименование объекта защиты	Время функционирования, мин
1	2	3	4
1	Система автоматического пенного пожаротушения.	НПС без РП (нефтенасосная закрытая)	33
2		НПС без РП (нефтенасосная открытая)	48
		НПС с РП	48
3	Наружный, внутренний противопожарный водопровод,		180
4	Система водяного охлаждения.		240
5	Система пожарной сигнализации		В соответствии с п. 15.2 СП 5.13130.2009
6	Система оповещения и управления эвакуацией		от резервного источника постоянного тока: в дежурном режиме не менее 24 часов, в тревожном режиме не менее 1 часа

12.8.22 Для прокладки кабелей в земле в районах с сейсмичностью 7 и выше баллов, а также в почвах, подверженных смещению, следует прокладывать змейкой, предусматривая запас кабеля по длине не менее 3 % от общей длины траншеи. При этом для прокладки в грунте применяются кабели с проволочной броней.

12.8.23 При прокладке в траншее кабелей выше 1 кВ, питающих электроприемники I категории, для их защиты от механических повреждений они должны быть покрыты плитами или глиняным обыкновенным кирпичом в один слой поперек трассы кабелей. Для всех остальных кабелей использовать сигнальную ленту. Сигнальная лента должна прокладываться в траншее над кабелями на расстоянии 250 мм от их наружных покровов. В этих случаях кирпичом следует защищать только места пересечений кабельных линий с инженерными коммуникациями и места установки кабельных муфт на расстоянии по 2 м в каждую сторону, а также на подходах линий к распределительным устройствам и подстанциям в радиусе 5 м.

12.8.24 Запрещается открытая прокладка транзитных кабелей через взрывоопасные и пожароопасные зоны и помещения. Транзитными считаются кабели, не относящиеся к производственному процессу в данном помещении или не предназначенные для питания электрооборудования данной наружной установки, содержащей ЛВЖ.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

12.8.25 Взаиморезервирующие кабели к электроприемникам первой категории надежности следует прокладывать: по кабельным эстакадам – с расстоянием между кабелями не менее 600 мм; в земле – в разных траншеях с расстоянием между кабелями не менее 1 м.

12.9 Электроосвещение

12.9.1 Для общего искусственного освещения помещений следует использовать энергосберегающие источники света, отдавая предпочтение при равной мощности источникам света с наибольшими световой отдачей и сроком службы. Использование ламп накаливания должно быть исключено.

12.9.2 В помещениях с взрывоопасной зоной внутреннее освещение должно быть выполнено взрывобезопасными светильниками.

12.9.3 Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться взрывобезопасные аккумуляторные фонари.

12.9.4 Над воротами здания магистральной насосной должны быть установлены взрывозащищенные светильники наружного освещения для взрывоопасной зоны класса 2.

12.9.5 Для всех помещений в остальных зданиях и сооружениях должны применяться светильники, выбор которых должен производиться в зависимости от назначения помещения и условий окружающей среды.

12.9.6 Для периметрально-охранного освещения технические решения должны соответствовать РД-13.310.00-КТН-072-12.

Минимальная освещенность территории НПС должна составлять:

- а) основных проездов – 10 лк;
- б) вспомогательных проездов – 5 лк;
- в) открыто установленных технологических узлов – 12 лк;
- г) мест установки пожарных гидрантов (гребенок в ПЭЗ и у резервуаров противопожарного запаса воды) – 50 лк.

12.9.7 В помещениях НПС должно предусматриваться рабочее, дежурное и аварийное освещение (безопасности и эвакуационное) в соответствии со СНиП 23-05-95*.

12.9.8 Для дежурного освещения в производственных помещениях насосных, ЗРУ, КТП, ЩСУ, операторной и дежурного персонала должны устанавливаться светильники со встроенными аккумуляторами (время работы не менее 15 мин.). Светильники дежурного освещения должны выделяться в отдельную группу от сети аварийного освещения. Освещенность дежурного освещения должна составлять 5 лк.

12.9.9 Для электропитания сети рабочего, дежурного и аварийного освещения должно применяться напряжение 380/220 В, 50 Гц; для помещений площадью более 100 м² должны применяться трехфазные группы с пофазным подключением светильников.

12.9.10 Сети освещения должны выполняться кабелями с медными жилами в соответствии с таблицей 12.1 в помещениях с нормальными условиями, во взрывоопасных зонах, в дополнение к этим требованиям, кабели должны быть круглой формы.

12.9.11 Светильники эвакуационного освещения должны иметь автономные источники питания и присоединяться к сети аварийного освещения.

12.9.12 Для производственно-ремонтных работ в помещениях без взрыво- и пожароопасных зон должна быть предусмотрена стационарная сеть пониженного напряжения.

12.9.13 Общее освещение территорий НПС должно выполняться прожекторами, установленными на прожекторных мачтах, совмещенных с молниеприемниками, расположенными вне взрывоопасных зон.

12.9.14 Освещение территории НПС должно быть разделено на вечернее и ночное. Должно быть предусмотрено автоматическое управление включением/отключением освещения в зависимости от естественной освещенности территории НПС и времени суток.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

12.9.15 Расчет освещения территории НПС должен выполняться точечным методом. Результаты расчета должны быть представлены в виде расположения семейства изолюкс или в табличной форме, совмещенной с генпланом площадки НПС.

12.9.16 Классификация зданий и сооружений на территории НПС по взрывопожароопасности приведена в приложении Л настоящего документа.

12.10 Молниезащита и заземление

12.10.1 Внешняя система молниезащиты предназначена для перехвата удара молнии в здание или сооружение с помощью молниеприемников, отвода тока молнии в землю с помощью токоотводов и рассеивания этого тока в земле посредством заземляющего устройства. Система молниезащиты должна проектироваться в соответствии с требованиями РД-91.020.00-КТН-021-11.

По отношению к защищаемому объекту внешняя СМЗ бывает:

- неизолированная;
- изолированная.

Неизолированная СМЗ представляет собой систему молниеприемников, установленных непосредственно на защищаемом здании, сооружении. В качестве молниеприемников и токоотводов должны максимально использоваться конструктивные элементы здания, сооружения.

Изолированная СМЗ представляет собой систему молниеотводов, установленных отдельно от защищаемого здания, сооружения. Объекты на НПС разделяются по уровням молниезащиты. УМЗ I обеспечивается для всех типов резервуаров для нефти, для всех остальных сооружений обеспечивается УМЗ II. Классификация УМЗ приведена в таблице 12.3.

Т а б л и ц а 12.3 – Классификация уровней молниезащиты

№ п/п	Уровень молниезащиты	Надежность защиты от прямого удара молнии
1	2	3
1	I	0,99
2	II	0,95

Для объектов с УМЗ I необходимо использовать изолированную СМЗ. Для объектов с УМЗ II допускается использовать неизолированную СМЗ, если выполнение изолированной СМЗ затруднено.

Элементы СМЗ должны выбираться, устанавливаться, закрепляться и соединяться таким образом, чтобы исключить возможность повреждения, деформации или ослабления при воздействиях внешних (погодных, механических и пр.) и электродинамических (протекание тока молнии) факторов.

Узлы СМЗ, в которых осуществляется проведение контрольных измерений, должны соединяться с помощью болтовых соединений (зажимов, соединителей и пр.).

В качестве молниеприемников неизолированной СМЗ могут использоваться естественные металлические элементы здания, сооружения, либо специально выполняемые молниеприемные сетки. При использовании в качестве молниеприемной сетки металлических элементов зданий необходимо обеспечить их надежную электрическую связь между собой и с заземляющим устройством.

Молниеприемники изолированной СМЗ должны быть стержневыми или тросовыми. Для зданий с уровнем молниезащиты II молниезащита обеспечивается молниеприемной сеткой.

Стержневые или тросовые молниеприемники изолированной СМЗ следует устанавливать на железобетонные или стальные опоры отдельно стоящих на земле молниеотводов, изолированных от защищаемого здания, сооружения.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Изолированные молниеотводы следует присоединять к общему ЗУ защищаемого объекта. Для грунтов, удельное сопротивление которых снижается с увеличением глубины, ЗУ молниеотводов следует выполнить в виде не менее двух глубинных вертикальных электродов.

Если использование глубинных вертикальных электродов малоэффективно (скальные, многолетнемерзлые грунты), следует выполнить поверхностное ЗУ молниеотводов.

Расстояние от места подключения заземлителя молниеотвода к системе заземления объекта до точки подключения к ЗУ нулевого вывода обмоток силового трансформатора должно быть не менее 15 м.

При использовании изолированных молниеотводов, ЗУ которых соединено с общим ЗУ, обеспечить следующие минимально допустимые расстояния по воздуху от молниеотводов до защищаемых зданий и сооружений:

- 3 м при удельном сопротивлении грунта $\rho \leq 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- 4 м при удельном сопротивлении грунта $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

При использовании для защиты зданий и сооружений изолированных молниеотводов с ЗУ обособленным от общего заземляющего устройства, обеспечить расстояние между молниеотводом и защищаемым зданием, сооружением по воздуху не менее 5 м.

Для эффективного отвода тока молнии от молниеприемника в ЗУ токоотводы располагать таким образом, чтобы:

- существовало не менее двух путей стекания тока молнии;
- длина токоотводов была минимальной;
- трасса прокладки токоотводов была максимально прямолинейна, имела минимум изгибов и петель.

12.10.2 При проектировании заземляющих устройств НПС должны выполняться требования по защите людей и животных от поражения электрическим током, как при нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Система заземления в сетях 6(10) кВ – IT; в сетях 0,4 кВ – TN-C-S. Разделение PEN-проводника на N и PE выполняется на шинах ЩСУ. Во взрывоопасных зонах проводники N и PE должны быть в любом случае разделены. В каждой точке разделения PEN-проводника на N и PE нулевой защитный проводник должен быть соединён с основной системой уравнивания потенциалов с использованием главной заземляющей шины.

При использовании питающей сети системы IT (нейтраль, изолированная от земли), необходимо применять устройство контроля изоляции для сигнализации о замыкании на землю.

ЗУ выполняет следующие эксплуатационные функции электроустановки:

- отвод токов в аварийном режиме (токов несимметрии и т.д.);
- защиту изоляции низковольтных цепей и оборудования;
- снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи;
- стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества;
- бесперебойную и безопасную работу электронного оборудования.

Подземные элементы ЗУ проектируются на 30 лет эксплуатации. Проектирование схем ЗУ электроустановок должно выполняться в соответствии со схемами, приведенными в настоящем документе.

При проектировании ЗУ нового объекта с ЭХЗ подземных сооружений в качестве материала заземлителя должен применяться стальной горячеоцинкованный прокат. Горячеоцинкованный стальной прокат должен применяться также для реконструируемых и ремонтируемых заземлителей зданий и сооружений НПС.

Горизонтальные заземлители должны прокладываться в траншеях на глубине 0,5 – 0,7 м.

Фланцевые соединения трубопроводов, расположенные во взрывоопасных зонах, должны быть зашунтированы перемычками из медного изолированного провода сечением не

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

менее 16 мм². Соединения вентиляционных коробов во взрывоопасных зонах должны быть зашунтированы перемычками из медного изолированного провода сечением не менее 6 мм². Все эти перемычки учитываются в соответствующих разделах проектной документации.

У каждого здания сооружения с оборудованием напряжением 380 В и более предусматривается место для подключения пожарной техники и пожарных стволов к системе заземления.

12.10.3 Система уравнивания потенциалов

12.10.3.1 Основой защиты электронного оборудования от воздействия импульсных перенапряжений является качественно выполненная СУП.

12.10.3.2 СУП объекта обеспечивает уравнивание потенциала между контурами заземления зданий, сооружений и другими проводящими конструкциями, расположенными на территории объекта.

12.10.3.3 Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, стальные строительные конструкции, трубы электропроводки следует присоединить к ЗУ. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению, должна быть присоединена к ЗУ при помощи отдельного ответвления.

12.10.3.4 Должно быть обеспечено соединение конструкций кабельных эстакад с ЗУ на концах, а также в точках ответвления эстакады.

12.10.3.5 Необходимо выполнять уравнивание потенциалов брони и металлических оболочек кабелей с ЗУ объекта посредством соединения брони и металлических оболочек кабелей с заземляющим проводником СУП зданий (сооружений).

12.10.3.6 Все ЗУ зданий и сооружений объекта следует объединить в единое КЗУ согласно РД-91.020.00-КТН-259-10.

12.10.3.7 СУП здания, сооружения обеспечивает уравнивание потенциалов металлоконструкций здания, металлических объектов внутри здания, внешних и внутренних инженерных коммуникаций и других проводящих элементов, расположенных в защищаемом здании, сооружении.

12.10.3.8 В каждом здании, сооружении на территории объекта выполняется СУП посредством соединения с главной заземляющей шиной следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника РЕ- или PEN-проводника питающей линии в системе TN;
- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания или сооружения;
- заземляющего проводника, присоединенного к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если имеется);
- металлической арматуры каркаса железобетонного здания или сооружения;
- металлических труб внешних инженерных коммуникаций, экранов и брони кабелей при вводе в здание или сооружение (заземление экранов кабелей производится с одной стороны);
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- внешней СМЗ;
- проводящих полов и других проводящих конструкций внутри помещений.

12.10.3.9 Соединение проводящих элементов с СУП может быть как естественным, так и искусственным.

12.10.3.10 Проводники СУП должны иметь минимально возможную длину.

13 Автоматизация и телемеханизация

13.1 Системы автоматизации и телемеханизации НПС предназначены для централизованного контроля, защиты и управления технологическим оборудованием НПС, а также контроля и телеуправления технологическим оборудованием линейной части МН в зоне ответственности НПС. САиТМ НПС обеспечивают поддержание заданного режима

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

работы нефтеперекачивающей станции и его изменение по командам оператора НПС или диспетчера РДП (ТДП). САиТМ НПС представляют собой информационно-управляющую систему – централизованную по принципу контроля и управления и распределенную по принципу сбора информации от технологических объектов и выдачи команд управления технологическим объектам.

13.2 В общем случае САиТМ НПС должны состоять из следующих систем, объединённых в ЛВС МДП (общую для всех МНС на одной технологической площадке):

- микропроцессорная система автоматизации управления технологическим оборудованием НПС (МПСА НПС);
- микропроцессорная система автоматизации управления пожаротушением НПС (МПСА ПТ);
- станционная и линейная телемеханики.

13.3 САиТМ должны быть выполнены в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13, ТПР-35.240.50-КТН-164-13.

13.4 Автоматизация узлов пуска, пропуска, пуска-приема и приема СОД на НПС должна выполняться в составе МПСА НПС.

13.5 МПСА ПТ должна проектироваться как независимая автономная система в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13, РД-13.220.00-КТН-014-10.

Для МПСА ПТ должны применяться комплексы программно-технических средств, сертифицированные в установленном порядке уполномоченной организацией в области пожарной безопасности.

13.6 Датчики КИП и А, проектируемые в составе систем автоматизации и телемеханизации НПС, должны соответствовать требованиям ОТТ-17.020.00-КТН-253-10 и РД-35.240.50-КТН-109-13.

13.7 Датчики температуры и термокарманы (гильзы защитные), проектируемые в составе систем автоматизации и телемеханизации НПС, должны соответствовать требованиям ОТТ-75.200.00-КТН-169-08.

13.8 Автоматизация и телемеханизация НПС должна выполняться на базе средств автоматизации, обеспечивающих взаимодействие с СДКУ в соответствии с ОТЗ-35.240.00-КТН-022-10.

13.9 Измерительные каналы и средства измерений, в том числе входящие в состав измерительного канала систем автоматизации и телемеханизации, а также входящие в комплект технологического оборудования, должны быть утвержденных типов, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

14 Требования к видам связи

14.1 В составе НПС должна предусматриваться производственно-технологическая связь, которая служит для централизованного управления работой НПС и является технической базой для системы контроля управления объектами нефтепроводного транспорта.

14.2 При проектировании технологической связи должны выполняться требования ОТТ-33.040.00-КТН-226-09, других действующих нормативных документов ОАО «АК «Транснефть» и настоящего документа.

14.3 Для организации производственно-технологической связи на территории НПС строятся внутриплощадочные кабельные сети связи и радиотелефонные сети. Граница проектирования между внутриплощадочными сетями и магистральными сетями – кросс на узле связи.

14.4 На НПС должна предусматриваться организация следующих видов связи:

а) технологические сети связи:

- 1) сеть связи линейной телемеханики – основная и резервная;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- 2) сеть связи станционной телемеханики – основная и резервная;
 - 3) сеть связи СОУ (основная и резервная);
 - 4) сеть связи АСТУЭ (основная и резервная);
- б) производственные сети связи:
- 1) сеть связи MES-уровня СДКУ – основная и резервная;
 - 2) сеть связи АИИС КУЭ (основная и резервная);
 - 3) сеть связи охранно-пожарной сигнализации и системы охранной сигнализации высоковольтных линий электропередач;
 - 4) сеть связи системы охранного телевидения;
 - 5) сеть связи системы контроля сейсмических воздействий – зависит от трассы прохождения трубопровода;
 - 6) административная сеть передачи данных;
 - 7) сеть видеотелефонной и видеоконференцсвязи;
- в) синхронные сети связи:
- 1) ведомственная сеть автоматической телефонной связи;
 - 2) сеть селекторной диспетчерской связи в соответствии с ОР-03.100.50-КТН-005-13;
 - 3) сеть селекторной связи совещаний в соответствии с ОР-03.100.50-КТН-005-13;
 - 4) система сухопутной подвижной радиосвязи;
- г) внутримплощадочные сети:
- 1) внутримплощадочные ЛВС (перечень подсистем уточняется в задании на проектирование);
 - 2) система беспроводного радиодоступа или радиотелефонной связи с зоной покрытия всей территории НПС;
 - 3) радиофикация.

14.5 Задание на проектирование технологической связи должно соответствовать ОР-03.100.50-КТН-110-12, ОР-03.100.50-КТН-070-11.

14.6 Пропускные способности каждого из видов сетей связи должны быть рассчитаны на стадии проектирования на основании количества устройств, использующих сеть передачи данных и топологию из взаимодействия.

14.7 При проектировании связи одновременно с основными техническими средствами в проектах необходимо предусматривать комплекты запасных частей, измерительной аппаратуры, эксплуатационных материалов и инструмента.

14.8 Для обеспечения эксплуатации НПС до ввода в эксплуатацию запроектированных систем и оборудования связи, в проектной документации на период строительства должна строиться дополнительно временная связь, в т.ч. и с использованием ресурсов сторонних операторов связи.

14.9 Обеспечение информационной безопасности и защиты информации от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с ОР-35.240.00-КТН-099-07 и ОТТ-35.240.00-КТН-010-12.

14.10 Оконечное пользовательское оборудование для нужд персонала НПС (пульта диспетчерской селекторной связи, пульта селекторной связи совещаний, стационарные/мобильные/носимые радиостанции сети подвижной радиосвязи, трубки радиотелефонной связи, телефонные аппараты и т.п.) предусматриваются в составе проекта на строительство НПС. Тип окончательного пользовательского оборудования должен быть согласован с ОАО «Связьтранснефть».

14.11 При строительстве кабельных линий передачи в помещениях с оборудованием связи должен предусматриваться технологический (эксплуатационный) запас кабеля длиной не менее 10 м. Запас кабеля должен размещаться на специальных устройствах для его намотки, устанавливаемых на стене или в телекоммуникационных шкафах.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

15 Требования к инженерным сетям

15.1 Общие требования

15.1.1 На площадке НПС должна предусматриваться единая система инженерных сетей, размещаемых в технических полосах, обеспечивающих рациональное использование территории с учетом минимальных расстояний до зданий и сооружений.

15.1.2 Подземные инженерные сети должны размещаться параллельно в общей траншее, при этом расстояния между инженерными сетями, а также от этих сетей до фундаментов зданий и сооружений должны приниматься минимально допустимыми исходя из размеров и размещения камер, колодцев и других устройств на этих сетях, условий монтажа и ремонта сетей.

15.1.3 Расстояния по горизонтали (в свету) от ближайших подземных инженерных сетей до зданий и сооружений следует принимать не менее указанных в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Минимальные расстояния от инженерных сетей до зданий и сооружений

№ п/п	Инженерные сети	Расстояние по горизонтали (в свету), м, от подземных сетей до:							
		фундаментов зданий и сооружений	фундаментов ограждения опор галерей, эстакад трубопроводов, контактной сети связи ортового камня,	автодороги			фундаментов опор воздушных линий электропередачи		опоры молниеприемников
				кромки проезжей части, укрепленной насыпью	наружной бровки кювета или подошвы насыпи	до 1 кВ и наружного освещения	свыше 1 до 35 кВ	свыше 35 кВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Водопровод и напорная канализация	5	3	2	1	1	2	3	3
2	Водостоки	3	1,5	1,5	1	1	2	3	3
3	Дренажи	3	1	1,5	1	1	2	3	3
4	Противопожарные водоводы и растворопроводы	5	3	2	1	1	2	3	3

15.1.4 Расстояния по горизонтали (в свету) между соседними подземными инженерными сетями при их параллельном размещении следует принимать не менее указанных в таблицах 15.2 и 15.3.

Таблица 15.2 – Минимальные расстояния от инженерных сетей до технологических трубопроводов

№ п/п	Инженерные сети	Мин. расстояние по горизонтали (в свету) от технол-их т/проводов, м	
		надземных	подземных (в том числе в каналах, лотках)
1	2	3	4
1	1 Водопровод, производственно- дождевая канализация (напорная и самотечная).	1,5	1,5
2	2 Бытовая (напорная и самотечная) канализация.	3	3

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 15.3 – Минимальные расстояния между инженерными сетями

№ п/п	Инженерные сети	Расстояния по горизонтали (в свету), м, между									
		водопроводом	канализаций	дренажами или водостоками	газопроводами горючих газов				кабелями силовыми всех напряжений	кабелями связи	каналами, тоннелями
					до 0,005 МПа	св. 0,005 до 0,3 МПа	св. 0,3 до 0,6 МПа	св 0,6 МПа до 1,2 МПа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Водопровод	1,5	(см.прим.)	1,5	1	1	1,5	2	0,5*	0,5	1,5
2	Канализация	(см. прим.)	0,4	0,4	1	1,5	2	5	0,5*	0,5	1
3	Дренажные и водосточные	1,5	0,4	0,4	1	1,5	2	5	0,5*	0,5	1

* В соответствии с требованиями ПУЭ.
Примечание – Расстояния от канализации до хозяйственно-питьевого водопровода должны приниматься: до водопровода из железобетонных труб, прокладываемых в глинистых грунтах – 5 м, в крупнообломочных и песчаных грунтах – 10 м; до водопровода из чугунных и стальных труб диаметром до 200 мм – 1,5 м, диаметром более 200 мм – 3 м; до водопровода из пластмассовых труб – 1,5 м.

15.1.5 Подземные коммуникации, как правило, надлежит прокладывать вне проезжей части автомобильных дорог. На земельных участках реконструируемых объектов допускается размещение подземных коммуникаций под автомобильными дорогами.

15.1.6 Пересечение трубопроводов с автодорогами должны предусматриваться под углом 90°. Допускается уменьшение угла пересечения до 45° в отдельных случаях при соответствующем обосновании. При пересечении дорог прокладка водопровода и канализации должна осуществляться без футляра.

15.1.7 При пересечении инженерных сетей и прокладке в одном технологическом коридоре, расстояния по вертикали (в свету) должны быть, не менее:

а) между трубопроводами и силовыми кабелями напряжением до 35 кВ и кабелями связи – 0,5 м;

б) между силовыми кабелями напряжением 110/220 кВ и трубопроводами – 1 м;

в) в условиях реконструкции предприятий при условии соблюдения требований ПУЭ расстояние между кабелями всех напряжений и трубопроводами допускается уменьшать до 0,25 м;

г) между трубопроводами различного назначения (за исключением канализационных, пересекающих водопроводные) – 0,2 м;

д) трубопроводы, транспортирующие воду питьевого качества, следует размещать выше канализационных трубопроводов на 0,4 м;

е) допускается размещать стальные, заключенные в футляры трубопроводы, транспортирующие воду питьевого качества, ниже канализационных, при этом расстояние от стенок канализационных труб до обреза футляра должно быть не менее 5 м в каждую сторону – в глинистых грунтах и 10 м – в крупнообломочных и песчаных грунтах, а

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

канализационные трубопроводы следует предусматривать из чугунных труб. Футляры должны проектироваться с герметичной заделкой с двух сторон;

ж) вводы хозяйственно-питьевого водопровода при диаметре труб до 150 мм допускается предусматривать ниже канализационных без устройства футляра, если расстояние между стенками пересекающихся труб 0,5 м.

15.1.8 Внутри каре допускается прокладка инженерных коммуникаций, обслуживающих резервуары данной группы. Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние каре.

15.1.9 Прокладка сетей водоснабжения и водоотведения выполняется подземной.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов прокладка сетей водоснабжения и водоотведения выполняется надземной за исключением производственно-дождевой канализации, размещённой в каре резервуаров. Размещение наружных сетей водопровода и канализации под зданиями и сооружениями, а также по стенам зданий, фермам и колоннам и т.п. не допускается.

15.1.10 Для районов распространения многолетнемерзлых грунтов при проектировании сетей и сооружений водоснабжения и канализации следует принимать I или II принцип использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания (определяется в проектной документации). При этом:

- подземная бесканальная прокладка трубопроводов должна приниматься на основе теплотехнических расчетов с учетом того, что в летнее время зона протаивания грунта вокруг трубы не должна влиять на устойчивость оснований трубопроводов и близрасположенных зданий и сооружений, а в зимнее время должна предохранять транспортируемую жидкость от замерзания;

- расстояния от подземных трубопроводов до фундаментов и сооружений следует принимать по теплотехническому расчету, но не менее 6 м при бесканальной прокладке трубопроводов;

- вводы трубопроводов водоснабжения в здания, сооружаемые по принципу сохранения мерзлоты в основании фундаментов, надлежит предусматривать надземными в вентилируемых каналах или подвесными к цокольному перекрытию в подпольях зданий;

- расстояние от центра смотровых колодцев на канализационной сети до зданий и сооружений, возводимых по первому принципу строительства, надлежит принимать не менее 10 м;

- подогрев трубопроводов надлежит предусматривать с помощью теплового сопровождения или греющего электрокабеля.

15.1.11 Прокладка тепловых сетей по территории площадок НПС должна производиться надземно. Целесообразно совмещать прокладку теплосети с кабельными эстакадами.

15.1.12 Топливопроводы от резервуаров к котельной должны быть надземными, укладываться на несгораемых конструкциях и прокладываться с теплоспутниками в одной изоляции.

15.1.13 Прокладка трубопроводов систем противопожарной защиты постоянно заполненных водой и раствором пенообразователя по территории площадок НПС должна производиться подземно. Сухотрубные участки прокладываются надземно, при этом в каре резервуаров предусматривается установка фланцевых пар для возможности организации проезда техники.

15.1.14 Все подземные коммуникации и кабельные трассы должны иметь опознавательные знаки, позволяющие определять их место расположения и назначение.

16 Требования к системам водоснабжения и водоотведения

16.1 Водоснабжение

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

16.1.1 Выбор типа и схемы размещения водозаборных сооружений следует производить исходя из геологических, гидрогеологических и санитарных условий района. Категория водозабора – вторая.

16.1.2 Для НПС, источником водоснабжения которых являются подземные воды, должны быть предусмотрены не менее двух водозаборных скважин (одна рабочая, одна резервная), каждая из которых должна обеспечивать расчетный расход воды на хозяйственно-питьевые, производственные нужды НПС и восстановление нормативного противопожарного запаса воды для НПС с РП в течение 96 часов, для НПС без РП в течение 24 часов.

16.1.3 Для оценки возможности получения требуемого количества воды, должны быть проведены поисково-оценочные работы источника водоснабжения, выполнен проект бурения скважин и проект организации зон санитарной охраны (данные виды работ устанавливаются заданием на проектирование, техническим заданием на выполнение инженерных изысканий и программой инженерных изысканий).

16.1.4 В проекте бурения скважины должен быть указан способ бурения и определены конструкции скважины, ее глубина, диаметры колонн труб, тип водоприемной части, водоподъемника и оголовка скважины, а также порядок их опробования, ее диаметр, даваться рекомендации по особенностям обустройства скважины.

16.1.5 В проекте бурения скважин должны быть представлены:

- данные по дебиту артезианских скважин;
- статический и динамический уровень залегания вод;
- гидрогеологические и гидрологические заключения;
- анализы исходной воды по химическим, микробиологическим, органолептическим и радиологическим показателям согласно требований СанПиН 2.1.4 1074-01 выполненные аккредитованной лабораторией;
- экспертное заключение территориального органа Роспотребнадзора о возможности использования воды для хозяйственно-питьевых нужд.

16.1.6 В проекте организации зон санитарной охраны скважин должны быть указаны общие сведения по географическому расположению скважин, геологические и гидрологические условия участка расположения скважин, границы первого, второго и третьего поясов ЗСО, основные мероприятия на территории ЗСО подземных водозаборов.

16.1.7 При получении из разведочных скважин требуемого количества и качества подземных вод, скважины обустраиваются и оснащаются водоподъемным оборудованием, с целью их дальнейшего использования в качестве эксплуатационных.

16.1.8 Скважины должны оборудоваться полупогружными насосными агрегатами. Диаметр эксплуатационной колонны труб в скважинах должен приниматься равным номинальному диаметру насоса.

16.1.9 Фильтры в скважинах следует устанавливать в рыхлых, неустойчивых скальных и полускальных породах. Конструкцию и размеры фильтра следует принимать в зависимости от гидрогеологических условий, дебита и режима эксплуатации.

16.1.10 Рабочую часть фильтра следует устанавливать на расстоянии от кровли и подошвы водоносного пласта не менее 0,5 – 1,0 м.

16.1.11 Бесфильтровые конструкции скважин для забора подземных вод из рыхлых песчаных отложений следует принимать при условии, когда над ними залегают устойчивые породы.

16.1.12 В конструкции скважины необходимо предусматривать возможность проведения замеров дебита, отбора проб воды, а также производства ремонтно-восстановительных работ.

16.1.13 Для районов с многолетнемерзлыми грунтами при определении диаметра водозаборных скважин следует (при необходимости) учитывать размеры устройств для их обогрева.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

16.1.14 Устье скважины должно располагаться в насосной станции 1 подъема. Высоту наземного павильона и подземной камеры следует принимать в зависимости от габаритов оборудования, но не менее 2,4 м.

16.1.15 Верхняя часть эксплуатационной колонны труб должна выступать над полом насосной станции не менее чем на 0,5 м.

16.1.16 Конструкция оголовка скважины должна обеспечивать полную герметизацию, исключая проникновение в межтрубное и затрубное пространство скважины поверхностной воды и загрязнений.

16.1.17 В крыше насосной станции 1 подъема должны оборудоваться монтажные проемы для обеспечения монтажа и демонтажа полупогружных насосных агрегатов.

16.1.18 В насосных станциях первого подъема для отбора проб воды должны устанавливаться пробоотборные устройства.

16.1.19 Работа насосной станции 1 подъема должна быть полностью автоматизирована и осуществляться без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Щит управления насосами должен располагаться в помещении насосной станции.

16.1.20 На площадке НПС должна проектироваться централизованная, объединенная производственно-питьевая система водоснабжения. Централизованная система водоснабжения НПС по степени обеспеченности подачи воды должна относиться к II категории.

16.1.21 Качество питьевой воды, подаваемой системой хозяйственно-питьевого водоснабжения, должно соответствовать требованиям санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.1.4.1074-01.

Отклонения от гигиенических нормативов допускаются при одновременном выполнении следующих условий:

- а) обеспечение питьевой водой не может быть достигнуто иным способом;
- б) соблюдение согласованных с территориальным органом Роспотребнадзора на ограниченный период времени максимально допустимых отклонений от гигиенических нормативов;
- в) максимальное ограничение срока действия отступлений;
- г) отсутствие угрозы здоровью работников в период действия отступлений;
- д) обеспечение информации работников о введении отклонений и сроках их действия, об отсутствии риска для здоровья, а также о рекомендациях по использованию питьевой воды.

16.1.22 Водоснабжение потребителей НПС должно осуществляться насосной станцией хозяйственно-питьевого водоснабжения, которая подает воду на:

- а) производственные нужды НПС;
- б) хозяйственно-питьевые нужды;
- в) приготовление горячей воды;
- г) подпитку тепловых сетей;
- д) собственные нужды котельной;
- е) подпитку оборотного водоснабжения;
- ж) собственные нужды очистных сооружений;
- и) полив территории.

16.1.23 Граница зоны санитарной охраны для насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения – 15 м (при расположении на территории НПС).

16.1.24 К насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения должны быть предусмотрены две всасывающих линии.

При выключении одной линии остальные должны быть рассчитаны на пропуск полного расчетного расхода.

16.1.25 От насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения должно быть предусмотрено две напорных линии.

16.1.26 Требования к насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

16.1.26.1 В насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения должны быть установлены:

- баки исходной воды (две шт.);
- насосные агрегаты (два рабочих и один резервный);
- мембранный бак;
- установка водоочистки (при превышении нормативных показателей качества воды);
- установка обеззараживания.

16.1.26.2 Насосная станция должна быть предусмотрена без постоянного обслуживающего персонала. При этом должны быть реализованы следующие виды управления:

- а) автоматическое – в зависимости от технологических параметров (уровня воды в емкостях, давления или расхода воды в сети);
- б) дистанционное – из пункта управления;
- в) местное – периодически приходящим персоналом с передачей необходимых сигналов на пункт управления или пункт с постоянным присутствием обслуживающего персонала.

16.1.26.3 В насосной станции должна быть установлена одна группа насосов (2 рабочих, 1 резервный), которые служат для подачи воды в наружную сеть хозяйственно-питьевого производственного водопровода площадки НПС.

В автоматизируемых насосных станциях при аварийном отключении рабочих насосных агрегатов должно осуществляться автоматическое включение резервного агрегата.

16.1.26.4 Насосные агрегаты должны быть заполнены водой до выхода ее через верхний кран на корпусе.

16.1.26.5 Напорная линия каждого насоса должна быть оборудована запорной арматурой, обратным клапаном, устанавливаемым между насосом и запорной арматурой, манометром.

При установке монтажных вставок их следует размещать между запорной арматурой и обратным клапаном.

16.1.26.6 Всасывающий трубопровод насосного агрегата должен иметь непрерывный подъем к насосу не менее 0,005. В местах изменения диаметров трубопроводов следует применять эксцентрические переходы.

16.1.26.7 Для насосных станций с переменным режимом работы должна быть предусмотрена возможность регулирования давления и расхода воды, обеспечивающих минимальный расход электроэнергии. Регулирование должно осуществляться ступенчато – изменением числа работающих насосных агрегатов или плавно – изменением частоты вращения насосов, степени открытия регулирующей арматуры и другими способами, а также сочетанием этих способов.

16.1.26.8 В насосной станции должны быть установлены две приемные емкости из нержавеющей стали.

Максимальный часовой расход воды непосредственно на нужды потребителей, не имеющих регулирующих емкостей, должен приниматься равным максимальному часовому водопотреблению.

Максимальный часовой расход воды из регулирующей емкости насосами для подачи в водопроводную сеть, при наличии на сети регулирующей емкости, должен определяться по максимальной часовой производительности насосной станции.

В емкостях чистой воды на станциях водоподготовки должен быть предусмотрен дополнительно объем воды на промывку фильтров.

16.1.26.9 Резервуары для воды должны быть оборудованы: подводящими и отводящими трубопроводами, переливным устройством, спускным трубопроводом, вентиляционным устройством, скобами или лестницами, люками-лазами для прохода людей и транспортирования оборудования.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Перелив и опорожнение ёмкостей должно быть предусмотрено в дренажный приямок или трап с последующим отводом сточных вод: на НПС с РП – в наружную сеть производственно-дождевой канализации; на НПС без РП – в мокрый колодец, с последующим вывозом на близлежащие очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод.

Люки-лазы должны располагаться вблизи от концов подводящего, отводящего и переливного трубопроводов. Крышки люков в резервуарах для питьевой воды должны иметь устройства для запираания и опломбирования.

В ёмкостях для питьевой воды должна быть обеспечена полная герметизация всех люков.

Оборудование емкостей чистой воды должно обеспечивать возможность независимого наполнения и опорожнения каждого резервуара.

16.1.26.10 В насосной станции должна быть установлена ёмкость мембранного типа для поддержания давления в наружной сети хозяйственно-питьевого водопровода при минимальном водозаборе.

16.1.26.11 Технология очистки воды подаваемой в сеть хозяйственно-питьевого водоснабжения определяется на основании показателей качества подземной воды из артезианских скважин, результатов гидрогеологических и гидрологических заключений.

Комплектация установки водоочистки должна обеспечивать качество воды, соответствующее питьевому назначению.

16.1.26.12 Перед подачей воды на хозяйственно-питьевые нужды необходимо производить обеззараживание воды.

В качестве основного метода обеззараживания воды должен использоваться метод ультрафиолетового облучения. Допускается использование других методов обеззараживания (озонирование, хлорирование и др.) имеющих положительное санитарно-эпидемиологическое заключение.

16.1.26.13 Трубопроводы в насосной станции должны быть выполнены из стальных труб на сварке, с применением фланцев для присоединения к арматуре и насосам.

16.1.26.14 В насосной станции независимо от степени ее автоматизации должна быть предусмотрена раковина с выпуском в производственно-дождевую канализацию на НПС с РП или в мокрый колодец на НПС без РП.

16.2 Наружные водопроводные сети

16.2.1 Наружные водопроводные сети должны проектироваться в соответствии с требованиями СП 31.13330.2012, СНиП 3.05.04 и требованиями настоящего документа.

16.2.2 Водопроводные сети должны прокладываться подземно. Глубина заложения трубопровода, считая до низа трубы, должна быть на 0,5 м больше расчетной глубины проникания в грунт нулевой температуры.

Примечание – Меньшую глубину заложения труб допускается принимать при условии принятия мер, исключающих: замерзание арматуры, устанавливаемой на трубопроводе; недопустимое снижение пропускной способности трубопровода в результате образования льда на внутренней поверхности труб; повреждение труб и их стыковых соединений в результате замерзания воды, деформации грунта и температурных напряжений в материале стенок труб; образование в трубопроводе ледяных пробок при перерывах подачи воды, связанных с повреждением трубопроводов.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов, в целях сохранения температурного режима грунтов, прокладка сетей водоснабжения выполняется надземной. При прокладке трубопровода в зоне отрицательных температур материал труб и элементов стыковых соединений должен удовлетворять требованиям морозоустойчивости.

16.2.3 Надземная прокладка трубопроводов водоснабжения может выполняться при обосновании технико-экономическим расчетом.

16.2.4 Минимальная температура воды в водоводах и сетях должна определяться теплотехническими расчетами, при этом допускается принимать колебание температуры в

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

интервале от 3 °С до 5 °С. При отсутствии данных, температуру холодной воды в сети водопровода следует принимать равной 5 °С.

16.2.5 При надземной прокладке водопроводных сетей должны быть предусмотрены меры для недопущения их замерзания:

- схема водоснабжения должна обеспечивать непрерывное движение воды на всех участках водоводов и сети;
- минимальная протяженность сетей;
- сокращение количества подключений к сети водопровода за счет присоединения нескольких зданий к одному вводу водопровода;
- прокладка трубопроводов водоснабжения с обогревом.

16.2.6 Обогрев трубопроводов водоснабжения должен выполняться следующими способами:

- с греющим электрокабелем (греющий кабель следует располагать над трубопроводом);
- с теплосопровождением – тепловыми сетями или теплоспутниками (диаметр теплоспутников определяется расчетом). При прокладке трубопроводов водоснабжения с теплосопровождением требуется предусмотреть максимальное совмещение с сетями теплоснабжения.

16.2.7 При прокладке трубопроводов холодного водоснабжения с теплосопровождением, трубопроводы водоснабжения прокладываются в отдельной тепловой изоляции и далее в единой изоляционной конструкции с теплоспутниками, или с подающим или обратным трубопроводом тепловой сети. Толщину тепловой изоляции водовода требуется принимать по теплотехническому расчету, с обязательным обеспечением нормативной температуры воды в водоводе, исключая изменение качественных характеристик холодной воды.

16.2.8 Для районов с многолетнемерзлыми грунтами при размещении сетей водопровода надземно следует предусматривать:

- использование блокировки зданий, позволяющей прокладывать сети на подвесках в вентилируемых подпольях;
- вводы трубопроводов в здания, сооружаемые по принципу сохранения мерзлоты в основании фундаментов, следует предусматривать надземные (на низких отдельно стоящих опорах) или в вентилируемых каналах. Каналы и укладываемые в них трубопроводы должны иметь уклон от здания;
- диаметр труб на вводах в здания должен быть не менее 50 мм;
- при совместной прокладке водоводов с тепловыми сетями – трубопроводная арматура должна устанавливаться в надземных камерах (павильонах/укрытиях), совместно с арматурой для тепловых сетей.

16.2.9 Водоводы и водопроводные сети должны проектироваться с уклоном не менее 0,001 по направлению к выпуску; при плоском рельефе местности уклон допускается уменьшать до 0,0005.

16.2.10 При проектировании в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов, водопроводные сети должны проектироваться кольцевыми.

16.2.11 Для наружных водопроводных сетей должна применяться стальная трубопроводная арматура с фланцевым присоединением. Класс герметичности затвора для запорной арматуры на наружных сетях водоснабжения – В.

16.2.12 При подземной прокладке запорная арматура, регулирующая и предохранительная арматура, трубопроводная арматура должна устанавливаться в колодцах (камерах).

16.2.13 На ответвлениях к зданиям (сооружениям) устанавливается запорная арматура.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

16.2.14 Для опорожнения водопроводной сети, в пониженных местах профиля, дополнительно к размещенной арматуре предусматривается отвод, оборудованный задвижкой и пожарной головкой (*DN* 50), для откачки воды передвижными средствами.

16.2.15 При уклоне нисходящего участка трубопровода (после переломной точки профиля) 0,005 и менее вантузы не предусматриваются; при уклоне в пределах 0,005-0,01 в переломной точке профиля взамен вантуза допускается предусматривать на воздухоборнике кран (вентиль).

16.2.16 Для выпуска воздуха в повышенных точках профиля дополнительно к размещенной арматуре предусматривается вантуз с задвижкой *DN* 50.

16.2.17 Выбор материала и класса прочности труб для водоводов и водопроводных сетей следует производить из условий работы трубопроводов и требований к качеству воды. Для напорных водоводов и сетей, как правило, следует применять неметаллические (напорные полиэтиленовые) трубы. Отказ от применения неметаллических труб должен быть обоснован.

Применение стальных труб допускается на следующих участках:

- для переходов под автомобильными дорогами, через водные преграды и овраги;
- в местах пересечения хозяйственно-питьевого водопровода с сетями канализации;
- при прокладке трубопроводов надземно, по опорам эстакад;
- на участках с расчетным внутренним давлением более 1,5 МПа.

16.2.18 Переходы к металлическим трубам внутреннего водопровода выполняются в колодцах, установленных на ответвлениях к зданиям (сооружениям).

16.2.19 При определении размеров колодцев минимальные расстояния до внутренних поверхностей колодца следует принимать, не менее:

- а) от стенок труб – 0,3 м;
- б) от плоскости фланца – 0,3 м;
- в) от края раструба, обращенного к стене – 0,5 м;
- г) от верха штока задвижки с выдвижным шпинделем – 0,3 м;
- д) от маховика задвижки с невыдвижным шпинделем – 0,5 м.

16.2.20 Высота рабочей части водопроводных колодцев должна быть не менее 1,5 м.

16.2.21 Наружные сети водопровода должны испытываться в соответствии с действующими нормативными документами.

16.3 Внутренние водопроводные сети

16.3.1 Внутренние водопроводные сети должны проектироваться в соответствии с требованиями СП 30.13330.2012 и требованиями настоящего документа.

16.3.2 Требования по применению труб во внутренних системах водоснабжения приведены в таблице 16.1.

16.3.3 Внутренние сети холодного и горячего водоснабжения должны испытываться в соответствии с действующими нормативными документами.

16.3.4 При установке автомойки следует предусматривать выполнение системы оборотного водоснабжения.

Т а б л и ц а 16.1 – Сортамент труб, применяемых в системах внутреннего водоснабжения

Для помещений категории Д		Для помещений категории А, Б, В	
трубы наружным диаметром, мм		трубы наружным диаметром, мм	
до 60	свыше 60	до 60	свыше 60
1	2	3	4
1 Стальные водогазопроводные оцинкованные обыкновенные	1 Стальные электросварные. 2 Стальные бесшовные горячедеформированные	Стальные водогазопроводные оцинкованные обыкновенные	1 Стальные электросварные. 2 Стальные бесшовные

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 16.1

Для помещений категории Д трубы наружным диаметром, мм		Для помещений категории А, Б, В трубы наружным диаметром, мм	
до 60	свыше 60	до 60	свыше 60
1	2	3	4
2 Напорные из полиэтилена.	3 Напорные из полиэтилена.		бесшовные горячедеформированные

16.4 Водоотведение и канализация

16.4.1 Сети канализации должны проектироваться в соответствии с требованиями СП 30.13330.2012 и требованиями настоящего документа.

16.4.2 Напорные сети канализации должны проектироваться в соответствии с требованиями СП 31.13330.2012 к наружным сетям водоснабжения.

16.4.3 Прокладка канализационных сетей выполняется подземно. В районах распространения многолетнемерзлых грунтов прокладка канализационных сетей выполняется надземной за исключением производственно-дождевой канализации, размещённой в каре резервуаров.

16.4.4 Расположение наружных сетей канализации на генеральных планах, а также минимальные расстояния в плане и при пересечениях от наружной поверхности труб до сооружений и инженерных сетей должны приниматься расстояния согласно СП 18.13330.2011.

16.4.5 Наименьшие уклоны самотечных трубопроводов следует принимать в зависимости от допустимых минимальных скоростей движения сточных вод. Наименьшие уклоны трубопроводов для всех систем канализации следует принимать для труб диаметрами: 150 мм - 0,008 (8‰), 200 мм - 0,007 (7‰). В зависимости от местных условий при соответствующем обосновании для отдельных участков сети допускается принимать уклоны для труб диаметрами: 200 мм - 0,005 (5‰), 150 мм - 0,007 (7‰). Уклон присоединения от дождеприемников следует принимать 0,02 (20‰).

16.4.6 Угол между присоединяемой и отводящей трубами должен быть не менее 90°.

16.4.7 Соединения трубопроводов разных диаметров следует предусматривать в колодцах по шельгам труб. При обосновании допускается соединение труб по расчетному уровню воды.

16.4.8 Наименьшую глубину заложения канализационных трубопроводов необходимо принимать на основании опыта эксплуатации сетей в данном районе. При отсутствии данных по эксплуатации минимальную глубину заложения лотка трубопровода допускается принимать, для труб диаметром до 500 мм - на 0,3 м; для труб большего диаметра - на 0,5 м менее большей глубины проникания в грунт нулевой температуры, не менее 0,7 м до верха трубы, считая от отметок поверхности земли или планировки. Наименьшую глубину заложения коллекторов с постоянным (малоколеблющимся) расходом сточных вод необходимо определять теплотехническим и статическим расчетами.

16.4.9 Для районов с многолетнемерзлыми грунтами:

- для исключения возможного нарушения вечномерзлого состояния грунтов в основании сооружений площадок (I принцип) самотечную канализацию следует прокладывать подземно в теплоизоляции с электрообогревом, при этом необходимо предусматривать мероприятия по защите грунтов от растепления;

- для исключения возможного нарушения вечномерзлого состояния грунтов в основании зданий площадок (I принцип) выпуски канализации следует прокладывать надземно;

- на выпусках из зданий следует предусматривать обогрев с комбинированной изоляцией труб (теплоаккумулирующую и тепловую);

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- расстояние от центра смотровых колодцев до зданий и сооружений площадок НПС следует принимать не менее 10 метров (I принцип);

- устройство открытых лотков в колодцах на сетях канализации не допускается. Для чистки труб следует предусматривать закрытые ревизии.

16.4.10 На НПС без РП выполняется система хозяйственно-бытовой канализации.

Дождевые и талые воды, попадающие на открытые бетонные площадки технологического оборудования – насосов откачки нефти из подземных резервуаров, ФГУ, СИКН, регуляторов давления, площадок топливных емкостей котельной, дизельной электростанции, должны локализоваться в приемках с последующей откачкой передвижными средствами с дальнейшим вывозом на очистные сооружения по согласованию.

Отвод производственных сточных вод от зданий должен предусматриваться в «мокрые» колодцы с последующей откачкой передвижными средствами и дальнейшем вывозом на очистные сооружения.

16.4.11 Водоотведение с площадок НПС с РП должно осуществляться по отдельным системам:

- а) производственно-дождевой канализации;
- б) хозяйственно-бытовой канализации.

Запрещено объединять производственно-дождевую канализацию с дренажной системой водопонижения площадки проектирования, расположенной за пределами каре резервуаров.

16.4.12 Для сбора дождевых и талых вод и дальнейшего их отвода в систему производственно-дождевой канализации на всех открытых технологических площадках НПС с РП необходимо предусматривать:

- бетонное покрытие с приемками и выпусками в производственно-дождевую канализацию;

- на выпусках в производственно-дождевую канализацию должны предусматриваться колодец с задвижкой (нормальное положение задвижки – закрыто) и колодец с гидрозатвором.

16.4.13 Для сбора дождевых, талых и производственных сточных вод и дальнейшего их отвода в систему производственно-дождевой канализации из резервуарного парка требуется предусматривать:

- отвод дождевых и талых вод из каре резервуарного парка;

- отвод дождевых и талых вод с плавающей крыши резервуаров РВСПК – с разрывом струи;

- воды, образующейся в результате отстоя нефти в резервуаре (подтоварной воды) – с разрывом струи;

- воды, образующейся в период испытания системы охлаждения резервуара;

- воды от охлаждения резервуара при пожаре.

16.4.14 Для отвода дождевых и талых вод из каре резервуара или группы резервуаров в дождеприемный колодец в каре должны быть предусмотрены над противодиффузионным экраном трубопроводы, выполненные из перфорированных дренажных хризотилцементных труб, для защиты от засорения отверстий трубопроводы обернуты геотекстилем.

В дождеприемном колодце на трубопроводе подключения к сети производственно-дождевой канализации должно быть установлено запорное устройство (хлопушка), приводимое в действие с обвалования или из мест, находящихся за обвалованием.

Нормальное положение хлопушки – закрытое.

Дождеприёмный колодец должен быть оборудован контрольным прибором по обнаружению в нём наличия нефти.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

16.4.15 Для отвода дождевых и талых вод с плавающей крыши резервуаров РВСПК и подтоварных вод в дождеприемный колодец в каре должна быть предусмотрена закрытая система производственной канализации, выполненная из стальных трубопроводов.

Для приема дождевых и талых вод с плавающей крыши резервуаров РВСПК под отводящими патрубками системы водоспуска резервуаров требуется предусматривать приемные воронки;

Для приема подтоварных вод под сифонными кранами резервуаров требуется предусматривать приемные воронки.

16.4.16 За пределами обвалования резервуара после дождеприемного колодца с хлопушкой должен быть установлен колодец с электроприводной задвижкой, задвижка должна быть стальная фланцевая. Управление задвижкой должно быть предусмотрено автоматическое, местное, дистанционное и ручное. Автоматическое закрытие задвижки должно быть предусмотрено по сигналу контрольного прибора обнаружения наличия нефти, установленного в дождеприемном колодце с хлопушкой в каре резервуара, дистанционное управление задвижки из операторной НПС, ручное управление задвижки по месту. Нормальное положение задвижки – закрытое.

После колодца с электроприводными задвижками за пределами обвалования резервуара должен быть предусмотрен колодец с гидравлическим затвором, высоту столба жидкости в гидрозатворе требуется принимать не менее 250 мм.

16.4.17 Проектирование блоков очистных сооружений производственно-дождевых и хозяйственно-бытовых сточных вод осуществляется по специальным требованиям, согласованным ОАО «АК «Транснефть» и ОТТ-07.00-74.20.55-КТН-002-1-05, исходя из расчетных расходов и исходных концентраций загрязняющих веществ в сточных водах.

16.4.18 Запорная арматура, регулирующая и предохранительная арматура, трубопроводная арматура должна устанавливаться в колодцах (камерах).

Установка колонки для управления задвижкой предусматривается в колодцах (камерах):

- на сетях производственно-дождевой канализации на выпусках из каре резервуарного парка и от открытых технологических площадок, перед канализационной насосной станцией и на узле очистных сооружений;

- на сетях бытовой канализации перед канализационной насосной станцией.

16.4.19 Для наружных канализационных сетей производственно-дождевых сточных вод должна применяться стальная трубопроводная арматура с фланцевым присоединением.

Для наружных канализационных сетей хозяйственно-бытовых сточных вод должна применяться чугунная трубопроводная арматура с фланцевым присоединением (на напорных коллекторах бытовой канализации допускается применение стальной трубопроводной арматуры с фланцевым присоединением).

Класс герметичности затвора для запорной арматуры наружных сетей канализации – В.

Класс герметичности затвора для запорной арматуры трубопроводов уловленной нефти – А.

16.4.20 Требования по применению труб для наружных систем канализации приведены в таблице 16.2.

Т а б л и ц а 16.2 – Трубы, применяемые для наружных систем канализации

№ п/п	Наименование систем	Самотечный режим	Напорный режим
1	2	3	4
1	Производственно-дождевая канализация	1) Чугунные канализационные трубы 2) Стальные электросварные трубы	Стальные электросварные трубы

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 16.2

№ п/п	Наименование систем	Самотечный режим	Напорный режим
1	2	3	4
2	Дождевая канализация (дренаж в каре резервуаров)	Хризотилцементные трубы	-
3	Бытовая канализация	1) Чугунные канализационные трубы 2) Канализационные полиэтиленовые трубы из ПВХ	1) Стальные электросварные трубы (при надземной прокладке) 2) Напорные трубы из полиэтилена

Стальные трубопроводы систем канализации, прокладываемые подземно должны быть выполнены с наружным антикоррозионным покрытием весьма усиленного типа по ГОСТ 9.602-2005.

16.4.21 При прокладке трубопровода в зоне отрицательных температур материал труб и элементов стыковых соединений должен удовлетворять требованиям морозостойчивости.

16.4.22 Испытание напорных канализационных трубопроводов должно осуществляться строительно-монтажной организацией, как правило, в два этапа.

Первый этап - предварительное испытание на прочность и герметичность, выполняется после засыпки пазух с подбивкой грунта на половину вертикального диаметра и присыпкой труб с оставленными открытыми для осмотра стыковыми соединениями; с составлением акта, утверждаемого главным инженером строительной организации.

Второй этап - приемочное (окончательное) испытание на прочность и герметичность следует выполнять после полной засыпки трубопровода при участии представителей заказчика и эксплуатационной организации с составлением акта о результатах испытания согласно СНиП 3.05.04-85* по форме обязательных приложений 1 или 3.

Оба этапа испытания должны выполняться до установки вантузов, вместо которых на время испытания следует устанавливать фланцевые заглушки.

Величины внутреннего расчетного давления для проведения предварительного и приемочного испытаний напорных трубопроводов на прочность определены проектом.

Величина испытательного давления на герметичность P_g для проведения как предварительного, так и приемочного испытаний напорного трубопровода должна быть равной величине внутреннего расчетного давления P_r плюс величина ΔP , принимаемая в соответствии с табл. 4 согласно СНиП 3.05.04-85* в зависимости от верхнего предела измерения давления, класса точности и цены деления шкалы манометра. При этом величина P_g не должна превышать величины приемочного испытательного давления трубопровода на прочность P_i .

Безнапорные трубопроводы следует испытывать на герметичность дважды:

- предварительное - до засыпки;
- приемочное (окончательное) после засыпки.

Способы испытания на герметичность следующие:

- первый - определение объема воды, добавляемой в трубопровод, проложенный в сухих грунтах, а также в мокрых грунтах, когда уровень (горизонт) грунтовых вод у верхнего колодца расположен ниже поверхности земли более чем на половину глубины заложения труб, считая от люка до шельги;

- второй – определение притока воды в трубопровод, проложенный в мокрых грунтах, когда уровень (горизонт) грунтовых вод у верхнего колодца расположен ниже поверхности

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

земли менее чем на половину глубины заложения труб, считая от люка до шельги. Способ испытания трубопроводов устанавливается проектом.

Колодцы безнапорных трубопроводов, имеющие гидроизоляцию с наружной стороны, следует испытывать на герметичность путем определения притока в них воды.

Испытанию безнапорных трубопроводов на герметичность следует подвергать участки между смежными колодцами.

Гидростатическое давление в трубопроводе при его предварительном испытании должно создаваться наполнением водой верхнего колодца, если последний подлежит испытанию. При этом величина гидростатического давления в верхней точке трубопровода определяется по величине превышения уровня воды в колодце над шельгой трубопровода.

Предварительное испытание трубопроводов на герметичность производится при не присыпанном землей трубопроводе в течение 30 мин. Величину испытательного давления необходимо поддерживать добавлением воды в колодец, не допуская снижения уровня воды в нем более чем на 20 см.

Трубопровод и колодец признаются выдержавшими предварительное испытание, если при их осмотре не будет обнаружено утечек воды. На поверхности труб и стыков допускается отпотевание с образованием капель, не сливающихся в одну струю при количестве отпотеваний не более чем на 5% труб на испытываемом участке.

Приемочное испытание на герметичность следует начинать после выдержки в заполненном водой состоянии трубопроводов и колодцев в течение 24 часов.

Герметичность при приемочном испытании засыпанного трубопровода определяется способами:

- первым - по замеряемому в верхнем колодце объему добавляемой в колодец воды в течение 30 мин; при этом понижение уровня воды в колодце допускается не более чем на 20 см;

- вторым - по замеряемому в нижнем колодце объему притекающей в трубопровод грунтовой воды.

Трубопровод признается выдержавшим приемочное испытание на герметичность, если определенные при испытании объемы добавленной воды по первому способу (приток грунтовой воды по второму способу) будут не более указанных в табл. 8, СНиП 3.05.04-85*, о чем должен быть составлен акт по форме обязательного приложения 4, СНиП 3.05.04-85*.

16.4.20 Сети внутренних сетей канализации должны проектироваться в соответствии с требованиями СП 30.13330.2012.

16.4.21 Сети внутренних систем канализации монтируются из труб, приведенных в таблице 16.3.

Т а б л и ц а 16.3 – Сортамент труб, применяемых в системах внутренней канализации

№ п/п	Наименование систем	Трубы, применяемые в помещениях категории Д	Трубы, применяемые в помещениях категории А, Б, В
1	2	3	4
1	Производственная канализация	1) Чугунные канализационные 2) Стальные электросварные	Стальные электросварные трубы
2	Бытовая канализация	1) Чугунные канализационные. 2) Канализационные полиэтиленовые ПНД	Чугунные канализационные.

16.4.22 Длина выпуска от стояка или прочистки до оси смотрового колодца должна быть не более указанной в таблице 16.4.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица 16.4 – Длина выпуска от стояка или прочистки до оси смотрового колодца

Диаметр трубопровода, мм	50	100	150 и более
1	2	3	4
Длина выпуска от стояка или прочистки до оси смотрового колодца, м.	8	12	15
Примечание – При длине выпуска свыше длины, указанной в таблице, необходимо предусматривать устройство дополнительного смотрового колодца.			

16.4.23 Выпуски следует присоединять к наружной сети под углом не менее 90° (считая по движению сточных вод).

16.4.24 Выпуски производственной канализации монтируются из труб стальных электросварных с антикоррозийным покрытием.

16.4.25 Внутренние сети канализации должны испытываться методом пролива воды с расходом, соответствующим проектной пропускной способности сети, в течении времени, необходимого для осмотра всей системы с колодцами.

16.4.26 Для наружной мойки автомобилей, автобусов и автофургонов следует предусматривать, как правило, малосточную систему водоснабжения с использованием оборотной воды.

16.4.27 Колодцы в каре резервуара и за его пределами должны выполняться герметичными из монолитного железобетона или из стальной трубы.

Для герметизации узлы прохода трубопроводов через стенки колодцев должны оборудоваться сальниками.

16.4.28 Колодцы на сети производственно-дождевой канализации не вентилируются и должны содержаться закрытыми крышками в стальном кольце высотой 150 мм диаметром на 200 мм больше крышки колодца. Крышки засыпаны слоем песка не менее 150 мм.

17 Требования к системам теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования

17.1 Общие требования

В зданиях и сооружениях следует предусматривать технические решения, обеспечивающие нормируемые условия в рабочей зоне административно-бытовых и производственных помещений, охрану атмосферного воздуха от выбросов вредных веществ.

Должна быть обеспечена взрывопожаробезопасность оборудования систем отопления, вентиляции и кондиционирования в соответствии с СП 7.13130.2013.

Применяемое оборудование и материалы должны быть сертифицированы и иметь все необходимые разрешительные документы для их применения на территории Российской Федерации.

17.2 Требования к котельным

Для теплоснабжения объектов НПС должны применяться котельные блочно-модульного исполнения, соответствующие требованиям СП 89.13330.2012. Блоки технологического оборудования котельных должны быть транспортабельны всеми видами транспорта (железнодорожным, автомобильным, морским).

17.2.1 В качестве основного вида топлива следует использовать нефть или, при экономическом обосновании, газ. При использовании газа в качестве основного топлива обязательно применение нефти или дизельного топлива в качестве резервного топлива. Для котельных, где резервным топливом является дизельное возможно совмещение топливных резервуаров котельной и аварийной дизельной электростанции, при экономическом обосновании.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

17.2.2 В котельных должна предусматриваться установка не менее двух котлов. Тепловая мощность котельных должна определяться исходя из расчетных тепловых нагрузок потребителей. Единичная производительность котла выбирается исходя из обеспечения их минимального количества.

17.2.3 Котельные должны работать в автоматическом режиме с выводом обобщённых сигналов состояния и неисправности в операторную НПС. Объём передаваемой информации от системы автоматизации котельной в операторную НПС должен приниматься по нормам ОАО «АК «Транснефть».

17.2.4 Помещение котельной должно быть оснащено системами пожарной и охранной сигнализации. Контрольные светильники в котельной должны быть во взрывозащищенном исполнении. Котельные должны оборудоваться системой контроля газовой среды.

17.2.5 Качество воды для подпитки тепловых сетей должно обеспечивать нормативный срок эксплуатации котельного оборудования и тепловых сетей.

17.2.6 Котельные производственных площадок НПС, имеющие в своем составе потребителей 1 категории снабжения, по надежности отпуска тепла относятся к 1 категории. Котельные 1 категории по степени надежности снабжения электроэнергией и водой относятся к объектам 1 категории, в снабжении которых не допускаются перерывы.

17.2.7 Котельные жилых комплексов НПС, по надежности отпуска тепла относятся к 2 категории. Котельные 2 категории по степени надежности снабжения электроэнергией и водой относятся к объектам 2 категории.

17.2.8 Котельные должны быть оборудованы счётчиками тепла и счётчиками топлива, для передачи данных в АСТУЭ НПС.

17.3 Требования к топливным резервуарам при котельных и топливопроводам

17.3.1 Для котельных, где основным видом топлива является нефть, доставляемая по трубопроводам, должны быть предусмотрены не менее двух топливных резервуаров емкостью $(17+3)$ м³ каждый, рассчитанных на 2-суточный расход (3 м³ – отдельный отсек для дизельного топлива).

17.3.2 Установка топливных резервуаров должна быть надземной с устройством ограждающей стены. Отбор топлива должен быть предусмотрен из нижней части резервуара.

17.3.3 Конструкция топливных резервуаров и комплектация их оборудованием, арматурой и приборами должна обеспечивать безопасную эксплуатацию резервуаров.

17.3.4 Топливопроводы от резервуаров к котельной должны быть надземными, укладываться на несгораемых конструкциях.

17.3.5 Для транспортировки топлива должны применяться стальные трубопроводы из электросварных труб, а для регионов со средней температурой наиболее холодной пятидневки ниже минус 40 °С – из стальных бесшовных труб. Трубопроводы должны иметь антикоррозионное покрытие.

17.3.6 Конструкция топливопроводов и отбор топлива из расходных резервуаров должны обеспечивать бесперебойную подачу топлива установленными в котельной топливными насосами.

17.3.7 Топливопроводы между котельной и резервуарами должны прокладываться с теплоспутниками в одной изоляции. В месте отбора топлива должен быть предусмотрен подогрев с помощью водяного теплообменника.

17.3.8 Испытание резервуара для топлива после монтажа на герметичность должно производиться:

- при положительной температуре окружающего воздуха путем заполнения водой до максимального уровня залива;
- при отрицательной температуре наружного воздуха испытание резервуара должно проводиться одним из двух методов:

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

а) заполнение резервуара незамерзающей жидкостью до максимального уровня разлива. После испытания должно быть обеспечено полное опорожнение резервуара от жидкости;

б) заполнение резервуара дизтопливом до максимального уровня разлива.

Испытание резервуара дизтопливом выполняется после предварительной проверки герметичности сварных соединений подогревателя (водяной) среды. Герметичность водяных подогревателей проводится капиллярным методом (смачивание керосином) в соответствии с ПБ 03-584-03. После испытания резервуара дизтопливом, если монтажные работы на резервуаре и топливопроводах завершены дизтопливо допускается не сливать.

17.4 Требования к тепловым сетям

17.4.1 Прокладка тепловых сетей по территории площадок НПС должна производиться надземно. Целесообразно совмещать прокладку теплосети с кабельными эстакадами.

Допускается при переходе через автомобильные дороги в административно-хозяйственной зоне подземная бесканальная прокладка тепловых сетей, за исключением районов распространения многолетнемёрзлых грунтов. Заглубление теплопроводов от поверхности дорожного покрытия до верха оболочки теплоизоляции следует принимать 0,7 м. Нижние точки теплопроводов необходимо располагать в тепловых камерах и предусматривать спускные устройства отдельно из каждой трубы с разрывом струи в сбросные колодцы. Размещение тепловых камер и сбросных колодцев должно исключать попадание в них пожаровзрывоопасных газов и паров.

17.4.2 Теплоносителем тепловых сетей должна быть вода, с температурным графиком качественного регулирования 95°С /70°С для умеренного климата и 110°С /70°С для холодного климата. В районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 40 °С и ниже допускается применять низкотемпературный теплоноситель, разрешенный к применению в жилых помещениях, с параметрами 95 °С/70 °С.

17.4.3 Системы отопления и вентиляции должны присоединяться к тепловым сетям по зависимой схеме, системы горячего водоснабжения – по независимой схеме через водоподогреватели.

17.4.4 Трубопроводы для тепловых сетей должны быть:

- для регионов со средней температурой наиболее холодной пятидневки выше минус 40°С из стальных электросварных прямошовных труб;
- для регионов со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40°С и ниже – из стальных бесшовных труб.

17.4.5 Для трубопроводов тепловых сетей, в качестве отключающей, должна быть предусмотрена установка стальной арматуры.

17.4.6 В качестве теплоизоляции инженерных сетей должны применяться теплоизоляционные негорючие и слабогорючие материалы групп Г1 и Г2.

Для кровного слоя должны применяться листы из оцинкованной стали толщиной 0,5 мм при теплоизоляции трубопроводов условным диаметром менее 350 мм и толщиной 0,8 для большего диаметра трубопроводов и при теплоизоляции нескольких трубопроводов.

Применение материалов групп Г3 и Г4 допускается по техническому заданию с выполнением противопожарных вставок и стального кровного слоя.

При подземной прокладке допускается применение горючих теплоизоляционных и кровных материалов, стойких к воздействию влаги.

17.4.7 Обогрев надземных трубопроводов водоснабжения, канализации, трубопроводов пожаротушения, трубопроводов нефти от тепловой сети осуществляется обратной линией тепловой сети Т2 (прямой линией тепловой сети Т1 в случае большого количества обогреваемых труб) или спутниками тепловой сети. При совместной прокладке для защиты от перегрева обогреваемый трубопровод защищается теплоизоляцией из термостойкого негорючего гибкого материала.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Общая теплоизоляция выполняется матами из минеральной ваты. Для обеспечения жесткости конструкции необходимо применять тканую проволочную сетку с квадратными ячейками в качестве подкладки или прошивные маты.

Допускается использование греющего электрокабеля. В качестве тепловыделяющих элементов должны быть применены саморегулирующиеся нагревательные секции. Система управления обогревом должна обеспечивать автоматическое регулирование мощности в зависимости от температуры трубопроводов.

17.4.8 Испытание тепловой сети на прочность и герметичность должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха гидравлическим методом водой с температурой от 5°C до 40°C и давлением равным 1,25 P_{раб}, но не менее 1,6 МПа. Испытательное давление должно быть выдержано в течение 10 минут и затем снижено до рабочего, с выдержкой под этим давлением в течение 2 ч.

При отрицательной температуре наружного воздуха трубопровод необходимо заполнить водой температурой от 40°C до 70°C и обеспечить возможность заполнения и опорожнения его в течение 1 ч. Испытательное давление должно быть выдержано в течение 10 минут и затем снижено до рабочего, с выдержкой под этим давлением в течение 1 ч.

17.5 Требования к системам отопления

17.5.1 В качестве теплоносителя для внутренних систем отопления зданий и сооружений должна применяться вода. Допускается в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 40 °С и ниже использовать низкотемпературный теплоноситель, разрешенный к применению в жилых помещениях.

17.5.2 Схемы системы отопления по основным сооружениям НПС:

- для зданий магистральной насосной, маслосистемы, насосных станций пожаротушения, оборотного водоснабжения, хозяйственно-питьевого водоснабжения, помещений операторной, ЗРУ, КТП, блока ССВД, закрытой стоянки техники с ремонтным блоком, помещения электроприводных задвижек – двухтрубная с верхней разводкой;
- для зданий СБК – двухтрубная с нижней разводкой.

17.5.3 Расчетная температура воздуха в производственных и служебно-бытовых помещениях в холодный период года принимается, если иное не предусмотрено другими нормами:

- в производственных помещениях с полностью автоматизированным технологическим оборудованием, функционирующим без присутствия людей (с пребыванием персонала продолжительностью до двух часов) – 10°C, в помещении насосного зала магистральной насосной – 15°C;
- в производственных помещениях с пребыванием персонала продолжительностью два часа и более непрерывно – 16°C;
- в административных помещениях – 20°C.

17.5.4 На подающем и обратном трубопроводах в узлах вводов в здания должна быть установлена запорная стальная фланцевая арматура.

17.5.5 На подающем трубопроводе при вводе в тепловой пункт после входной задвижки и на обратном трубопроводе перед выходной задвижкой по ходу теплоносителя должны быть смонтированы устройства для механической очистки от взвешенных частиц.

17.5.6 Для отопления зданий, размещаемых на расстоянии более 150 м от тепловых сетей (при теплопотреблении не более 50 кВт), допускается предусматривать подогрев электричеством.

17.5.7 Для помещений категории А и Б объемом более 300 м³ необходимо предусматривать дежурное отопление с местными нагревательными приборами, обеспечивающее поддержание температуры не ниже плюс 5°C.

17.5.8 Прокладка трубопроводов систем отопления под полом производственных и бытовых помещений не допускается.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

17.5.9 Прокладка транзитных трубопроводов систем отопления не допускается через электротехнические помещения, помещения КИПиА, операторные.

17.5.10 У отопительных приборов должна устанавливаться регулирующая арматура, за исключением приборов в электротехнических помещениях, помещениях КИПиА, а также в помещениях, где имеется опасность замерзания теплоносителя (на лестничных клетках, в тамбурах и т.п.).

17.5.11 В производственных помещениях НПС нагревательные приборы должны приниматься:

- в производственных помещениях – радиаторы стальные;
- в административно-бытовых помещениях – конвекторы, биметаллические радиаторы, чугунные радиаторы.

17.5.12 Индивидуальные тепловые пункты должны быть встроенными в обслуживаемые ими здания и размещаться в отдельных помещениях на первом этаже у наружных стен здания. Допускается размещать индивидуальные тепловые пункты в технических подпольях или в подвалах зданий и сооружений.

Индивидуальные тепловые пункты допускается размещать в помещениях вентиляционных камер с оборудованием приточных вентиляционных систем и в производственных помещениях категорий Г, Д, и, при обосновании, В1-В4. При этом тепловые пункты должны отделяться от этих помещений ограждениями (перегородками), предотвращающими доступ посторонних лиц в тепловой пункт.

17.5.13 В тепловых пунктах необходимо предусматривать размещение приборов контроля, управления и учета тепла.

17.5.14 На подающем и обратном трубопроводах в узлах вводов в здания следует устанавливать стальную фланцевую запорную арматуру. Механические фильтры в узлах ввода следует предусматривать:

- на подающем трубопроводе при вводе в здание непосредственно после отключающей запорной арматуры;
- на обратном трубопроводе перед отключающей запорной арматурой.

На узлах ввода должны быть предусмотрены приборы учета тепла.

17.5.15 Испытание системы отопления и теплоснабжения на прочность и плотность должно производиться гидравлическим методом водой с температурой не ниже 5°С в течение 10 минут давлением 0,6 МПа для систем с чугунными радиаторами и 1,0 МПа – со стальными, с последующим понижением давления до 0,4 МПа, и выдержкой под эти давлением в течение 2 ч.

17.6 Вентиляция и кондиционирование

17.6.1 Во всех производственных помещениях для обеспечения метрологических условий, чистоты и взрывобезопасности воздушной среды должны быть предусмотрены системы приточно-вытяжной вентиляции с механическим, естественным побуждением или смешанная, а также кондиционирование.

17.6.2 Требуемый по условиям обеспечения взрывопожарной безопасности расход наружного приточного воздуха и кратность следует определять расчетом в соответствии с СП 60.13330.2012, при этом расход взрывоопасных веществ, поступающих в воздух помещения определяется в технологической части проекта.

17.6.3 Технические решения по вентиляции, в части обеспечения противопожарной защиты зданий и сооружений, должны соответствовать требованиям СП 7.13130.2013.

17.6.4 Подачу приточного воздуха в производственные помещения с выделением тепла, газов и паров осуществлять в рабочую зону рассредоточено. Приточная вентиляция должна предусматриваться с резервной установкой. Удаление воздуха системами общеобменной вентиляции предусматривать от источников или зон и уровней наибольшего загрязнения воздуха в помещениях.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

17.6.5 Для помещений объемом до 300 м³ категории А и Б следует предусматривать общеобменную вытяжную вентиляцию с естественным побуждением рассчитанную на однократный воздухообмен.

Для помещений объемом более 300 м³ категории А и Б следует предусматривать естественную, рассчитанную на однократный воздухообмен, и механическую общеобменную вытяжную вентиляцию периодического действия, рассчитанную на 8-ми кратный воздухообмен (по высоте до 6 м). Включение общеобменной механической вытяжной вентиляции должно осуществляться автоматически по сигналу газоанализатора при достижении концентрации взрывоопасных паров и газов, превышающей 10% НКПРП, дистанционно и вручную у основного входа в помещение.

Общеобменная вытяжная вентиляция должна иметь резервный вентилятор, обеспечивающий при совместной работе с основным вентилятором расход воздуха, необходимый для аварийной вентиляции.

17.6.6 Вытяжную вентиляцию следует проектировать:

- для нефти без сернистых соединений - естественную из верхней зоны через дефлекторы;
- для сернистой нефти естественную из верхней зоны и механическую из нижней зоны. Приемные отверстия для удаления воздуха системами механической вытяжной вентиляции следует размещать в рабочей зоне не выше 0,3 м от пола до низа отверстий.

17.6.7 Оборудование вытяжных систем вентиляции, обслуживающих помещения категорий А и Б, не следует размещать в общем помещении для вентиляционного оборудования вместе с оборудованием для других систем.

17.6.8 Для помещений категории А и Б, а также помещений, в которых возможно внезапное поступление большого количества горючих газов, паров, следует предусматривать аварийную вентиляцию, учитывая несовместимость по времени аварии технологического и вентиляционного оборудования.

Расход воздуха для аварийной вентиляции следует принимать не менее восьмикратного воздухообмена час по полному объему помещения.

Включение аварийной вытяжной вентиляции должно осуществляться автоматически по сигналу газоанализатора при достижении концентрации взрывоопасных паров и газов, превышающей 30% НКПРП или при сохранении уровня, превышающего 10% НКПРП более 10 минут, дистанционно и вручную у основного входа в помещение.

17.6.9 Аварийная вентиляция должна быть с механическим побуждением. Для возмещения расхода воздуха, удаляемого аварийной вентиляцией должны предусматриваться приточные установки или автоматически открываемые проемы.

17.6.10 В производственных помещениях с выделением тепла от работающего оборудования должна предусматриваться вентиляция, обеспечивающая удаление (утилизацию) теплоизбытков или кондиционирование. Производительность такого климатического оборудования должна обеспечивать поддержание нормируемых метеорологических условий в производственных помещениях из расчета проектной производительности технологического оборудования в наиболее теплый период года согласно СП 131.13330.2012.

17.6.11 Систему вентиляции необходимо проектировать с учетом обеспечения доступа для обслуживания воздуховодов, вентиляторов и их двигателей.

17.6.12 Следует предусматривать воздушно-тепловые завесы у ворот и проемов в наружных стенах, не имеющих тамбуров и открывающихся более пяти раз в смену, в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 15°С и ниже, а также у наружных дверей административно-бытовых зданий в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 40°С и ниже.

17.6.13 Калориферы приточной вентиляции в районах с холодным климатом должны быть специального северного исполнения. Приточные установки оборудуются

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

автоматическими регуляторами расхода и температуры теплоносителя. Управление приточными установками основных зданий производственной зоны должно осуществляться от МПСА НПС.

17.6.14 Воздухоприемные устройства систем приточной вентиляции в районах с холодным климатом не должны иметь пластиковых элементов. Электрические приводы и лопасти воздухозаборных клапанов в районах с холодным климатом должны иметь систему электрообогрева.

17.6.15 Для обеспечения ремонта, либо замены калориферов должна быть предусмотрена фланцевая запорная арматура, отсекающая калориферы приточной и подпорной вентиляции от трубопроводов систем отопления. Каждая калориферная установка должна быть снабжена гильзами для термометров и манометров на подающем и обратном трубопроводах, а также воздушниками в верхних точках и дренажными устройствами в нижних точках обвязки калориферов.

17.6.16 В помещениях с производствами категории А, Б, В все воздуховоды должны быть выполнены из негорючих материалов.

17.6.17 Вытяжные вентиляторы, применяемые в системе вентиляции помещений категории А, Б, В, должны быть выполнены во взрыво- и искро- безопасном исполнении. Оборудование систем приточной вентиляции, обслуживающее взрывоопасные помещения, принимается в нормальном исполнении с обязательной установкой на воздуховодах при выходе из вентиляционной камеры взрывозащищенных обратных клапанов.

17.6.18 На воздуховодах систем вентиляции, пересекающих противопожарную преграду, должны предусматриваться противопожарные нормально открытые клапаны, оснащаемые автоматически и дистанционно управляемыми приводами.

17.6.19 Конструкция и прокладка воздуховодов вытяжных систем, в которых возможно выпадение конденсата, должны обеспечить сток конденсата в нижнюю точку и его слив. На трубопроводе отвода конденсата должна быть установлена запорная арматура.

17.6.20 Вентиляционное оборудование, металлические трубопроводы и воздуховоды систем отопления и вентиляции должны быть заземлены.

17.6.21 Нормы по температуре, относительной влажности и скорости движения в помещениях должны обеспечиваться установкой компактных кондиционеров (сплит-систем).

17.6.22 Электроприемники систем отопления и вентиляции следует предусматривать той же категории, которая устанавливается для электроприемников технологического оборудования или инженерного оборудования здания.

17.7 Горячее водоснабжение

17.7.1 В системах горячего водоснабжения должны применяться емкостные водоподогреватели с комбинированной системой нагрева воды: от тепловых сетей в отопительный период и от электрических ТЭН летом.

17.7.2 Емкостные водоподогреватели должны быть оборудованы предохранительными клапанами, устанавливаемыми со стороны нагреваемой среды, а также воздушными и спускными устройствами.

17.7.3 Показывающие манометры и термометры должны устанавливаться на входе и выходе трубопроводов греющей и нагреваемой воды для каждой ступени водоподогревателей систем горячего водоснабжения и отопления.

17.7.4 Для подогрева воды единичных потребителей горячего водоснабжения (до трех душевых сеток) могут применяться электронагревательные приборы.

17.7.5 Подающие, циркуляционные трубопроводы систем горячего водоснабжения, за исключением подводок к водоразборным приборам, должны иметь тепловую изоляцию толщиной не менее 10 мм с теплопроводностью не более 0,05 Вт/(м·°С).

18 Требования к системам противопожарной защиты

18.1 При проектировании НПС должны быть разработаны системы противопожарной защиты, обеспечивающие необходимый уровень пожарной безопасности проектируемых объектов в соответствии с требованиями Федерального закона [6], СП 1.13130.2009, СП 2.13130.2012, СП 3.13130.2009, СП 5.13130.2009, СП 7.13130.2013, СП 8.13130.2009, ГОСТ Р 12.3.047 действующих нормативных документов федеральных органов исполнительной власти в области пожарной безопасности, нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

18.2 На НПС должны предусматриваться следующие системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения:

а) для закрытых зданий и сооружений – автоматические системы тушения пожаров высокократной пеной (или автоматические системы газового пожаротушения) в соответствии с таблицей 18.1;

б) для резервуаров для хранения нефти типа РВС – автоматические системы подслоного пожаротушения, автоматические системы водяного охлаждения;

в) для резервуаров для хранения нефти типа РВСП, РВСПК, РВСПА – автоматические системы комбинированного пожаротушения, автоматические системы водяного охлаждения;

г) для резервуаров для хранения высоковязкой нефти, масел и мазута – автоматические системы тушения пожаров подачей низкократной пленкообразующей пены сверху на поверхность продукта, автоматические системы водяного охлаждения;

д) для открытых технологических площадок – автоматические системы тушения пожаров низкократной пеной;

е) для железнодорожных сливноналивных эстакад – автоматические или автоматизированные (запуск дистанционно оператором с предварительной оценкой обстановки с помощью системы видеонаблюдения) системы тушения пожаров низкократной пленкообразующей пеной и водяного охлаждения;

ж) на причальных комплексах для перегрузки нефти следует предусматривать:

1) для технологических площадок причалов и зон, расположенных под технологическими площадками – автоматические системы тушения пожаров низкократной пленкообразующей пеной;

2) для выступающих частей причала технологических площадок или сплошных причальных стенок – автоматические водяные завесы;

3) для металлических несущих гидротехнических конструкций причала, технологических эстакад с трубопроводами, а также зданий и сооружений, расположенных на причалах необходимо предусматривать наружное пожаротушение от мобильных средств пожаротушения.

Проектирование систем пожаротушения и систем водяного охлаждения должно производиться в соответствии с требованиями РД-13.220.00-КТН-014-10.

Таблица 18.1 – Условия, определяющие необходимость оборудования объектов АСТВ

№ п/п	Наименование объекта	Условия, определяющие необходимость оборудования объекта АСТВ
1	2	3
1	Магистральная, подпорная нефтеперекачивающие насосные станции, расположенные в здании (помещении).	Независимо от площади помещения
2	Блок (камеры) регуляторов давления, расположенные в здании (помещении).	При $S_{\text{пом}} > 300 \text{ м}^2$
3	Здание (помещение) маслосистемы.	При $S_{\text{пом}} > 1000 \text{ м}^2$

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 18.1

№ п/п	Наименование объекта	Условия, определяющие необходимость оборудования объекта АСТВ
1	2	3
4	Печи огневого подогрева нефти.	Независимо от площади помещения
5	Камеры, узлы управления задвижек, расположенные в помещении.	Категории А и Б по взрывопожарной опасности при $S_{\text{пом}} > 300 \text{ м}^2$
6	Станция налива нефти в автоцистерны, расположенные в здании (помещении).	Независимо от площади помещения
7	Сливоналивная нефтеперекачивающая насосная станция, расположенная в здании (помещении).	Независимо от площади помещения
8	Здание (помещение) расходомеров.	При $S_{\text{пом}} > 300 \text{ м}^2$
9	Система измерений количества и показателей качества нефти, расположенная в здании (помещении).	При $S_{\text{пом}} > 300 \text{ м}^2$
10	Насосная станция причального комплекса для перекачки нефти на танкеры, расположенная в здании (помещении).	Независимо от площади помещения
11	Складские здания (помещения) для хранения нефтепродуктов в таре.	Категории А и Б по взрывопожарной опасности при $S_{\text{пом}} > 300 \text{ м}^2$
12	Прочие здания склада (разливочные, расфасовочные и др.).	Категории А и Б по взрывопожарной опасности при $S_{\text{пом}} > 300 \text{ м}^2$
Пр и м е ч а н и е – При расположении зданий вне территории НПС допускается применение автономных установок автоматического пожаротушения в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009.		

18.3 В качестве пенообразующего средства должен использоваться фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь из «Реестра ОВП», относящийся к классу биологически «мягких», не загрязняющих окружающую среду пенообразователей.

18.4 Здания, сооружения НПС должны быть оборудованы внутренним и наружным противопожарным водопроводом в соответствии с требованиями СП 8.13130.2009, СП 10.13130.2009.

18.5 Помещения кроссовых панелей операторных НПС, дизельные электростанции, помещения серверных (площадью 24 м^2 и более), узлы связи без ночных смен должны быть оборудованы автоматическими установками газового пожаротушения в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009.

18.6 Глубина заложения трубопроводов сетей противопожарного водопровода и растворопроводов (считая по верху трубы), заполненных водой или раствором, должна быть на $0,5 \text{ м}$ больше расчетной глубины проникания в грунт нулевой температуры.

18.7 При проектировании трубопроводов пожаротушения на участках многолетнемерзлых грунтов, при глубине промерзания более 3 м , в горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок необходимо при надземной прокладке трубопроводов предусматривать совмещение сетей трубопроводов пожаротушения с сетями теплоснабжения, или применение электрообогрева и устройство тепловой изоляции (обосновывается в проектной документации).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

При надземной прокладке трубопроводов пожаротушения следует применять пожарные гребенки или гидранты специальной конструкции с расположением их на магистральных участках сети трубопроводов пожаротушения в камерах.

При проектировании обогреваемых наружных сетей В-2, В-10 требуется предусматривать:

- автоматический контроль температуры жидкости в водопроводах в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13;

- в защитном кожухе трубопроводов В-2, В-10 устройство люков через каждые 50-100 метров, закрывающихся крышкой, для проверки работоспособности системы обогрева по месту на ощупь.

Для растворопроводов, постоянно заполненных раствором пенообразователя (напорный коллектор растворопровода в здании насосной пожаротушения, растворопроводы в пункте приготовления раствора, растворопроводы кольцевой сети, растворопроводы в перекачивающей насосной); для сухотрубных растворопроводов на участке от электропроводной задвижки до стенки резервуара, для внутренней разводки сухотрубов в защищаемых зданиях (помещениях) должны применяться стальные трубы, бесшовные горячедеформированные с наружным диаметром 114 мм и менее и электросварные с наружным диаметром более 114 мм, с внутренним антикоррозионным покрытием типа силикатно-эмалевое (или другие, не снижающие огнетушащую способность раствора пенообразователя).

18.8 Трубопроводы систем противопожарной защиты окрашиваются с учетом РД-01.075.00-КТН-052-11.

18.9 Здания и сооружения НПС должны быть оборудованы системами автоматического пожаротушения и водяного охлаждения, системой автоматической пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией в соответствии с требованиями РД-13.220.00-КТН-014-10, РД-35.240.00-КТН-109-13, СП 3.13130.2009, СП 5.13130.2009.

18.10 В составе проектной документации в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации [3] должен быть разработан раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности». Разработка раздела должна проводиться в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-116-12.

18.11 Территория, здания и сооружения НПС оборудуются первичными средствами пожаротушения в соответствии с Правилами противопожарного режима в Российской Федерации [28], РД-13.220.00-КТН-211-12.

18.12 Территория, здания и сооружения должны быть обеспечены предупреждающими, информационными, запрещающими знаками пожарной безопасности.

18.13 На территории НПС должна предусматриваться система оповещения людей о пожаре 3-го типа.

18.14 Применение системы газового пожаротушения на резервуарах хранения нефти осуществляется при указании заказчиком данного требования в техническом задании на ПИР с представлением соответствующего обоснования. Система газового пожаротушения разрабатывается в соответствии с действующей нормативной документацией.

19 Охрана окружающей среды

19.1 При проектировании НПС должно обеспечиваться рациональное использование природных ресурсов, а также должны быть предусмотрены природоохранные сооружения, обеспечивающие соблюдение утвержденных гигиенических нормативов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны, очистку сточных вод в соответствии с утвержденными нормативами НДС, места для сбора и размещения отходов в соответствии с установленными правилами, нормативами и требованиями в области обращения с отходами.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

19.2 На предпроектной стадии выполняется раздел «Возможное влияние сооружения на окружающую среду».

Состав раздела должен соответствовать требованиям типового положения [29].

19.3 В состав проектной документации для НПС должен входить раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды». Данный раздел должен разрабатываться с учетом требований постановления Правительства Российской Федерации [3] в соответствии с требованиями РД-91.010.30-КТН-273-10.

19.4 Раздел проектной документации «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» разрабатывается на основании материалов инженерных изысканий.

19.5 Проектируемые мероприятия по охране атмосферного воздуха должны быть разработаны на основе расчетов выбросов от стационарных и передвижных источников загрязнения атмосферного воздуха и должны обеспечивать неперевышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и правилами на границе санитарно-защитной зоны.

При размещении источников загрязнения воздуха необходимо учитывать фоновый уровень загрязнения атмосферного воздуха, предоставляемый региональным подразделением Росгидромета России (при наличии).

19.6 Зона влияния НПС на окружающую среду должна включать:

- полосу землеотвода для проведения строительных работ;
- ареалы воздействий за пределами полосы землеотвода, определяемые на основании данных, полученных в результате проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, а так же требованием таблицы 19.1 по рекомендуемым минимальным расстояниям от НПС.

Т а б л и ц а 19.1 – Рекомендуемые минимальные разрывы от НПС

№ п/п	Элементы застройки	Разрывы в м по категориям НПС		
		III	II	I
1	2	3	4	5
1	Города и поселки	100	150	200
2	Водопроводные сооружения	100	150	200
3	Отдельные малоэтажные здания	50	75	100

Примечания

1. Величина СЗЗ для нефтехранилищ должна уточняться в каждом конкретном случае на основе расчетов и реальных характеристик загрязнения атмосферы прилегающих территорий углеводородами.
2. Минимальные разрывы складов легко воспламеняющихся и горючих жидкостей, размещающихся в составе речного порта, до жилой зоны, в зависимости от категории, составляют от 5000 м (I категория) до 500 м (без категории).

19.7 Обустройство мест хранения горюче-смазочных материалов и других промышленных площадок должно быть запроектировано таким образом, чтобы исключить попадание загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды.

Площадку для временного размещения грунта, загрязненного нефтепродуктами, нефтешлама необходимо предусматривать в границах существующего землеотвода за пределами НПС с учетом возможности беспрепятственного подъезда к ней. Обустройство площадки должно быть выполнено в соответствии с экологическими, санитарными требованиями, требованиями пожарной безопасности.

При проектировании гидравлических испытаний технологических емкостей и РП необходимо исходить из принципа минимизации объемов воды для испытаний.

Согласно ст. 11 Водного кодекса Российской Федерации [30] на забор (изъятие) водных ресурсов и сброс сточных вод и (или) дренажных вод в водные объекты должны быть оформлены в установленном порядке договоры на водопользование и решение о предоставлении водного объекта в пользование (соответственно).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

При выборе места размещения НПС, городков строителей и др. необходимо выполнять ограничения, предусмотренные Федеральным законом [31].

В границах водоохранных зон запрещается:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ;
- движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

В границах прибрежных защитных полос наряду с установленными ограничениями в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- размещение отвалов размываемых грунтов.

Согласно Федеральному закону (статья 48) [31] в целях сохранения условий для воспроизводства водных биоресурсов устанавливаются рыбоохранные зоны, на территориях которых вводятся ограничения хозяйственной и иной деятельности.

В рыбохозяйственных заповедных зонах хозяйственная и иная деятельность может быть запрещена полностью или частично, либо постоянно или временно (см. Федеральный закон (статья 49) [31]).

При производстве работ на водных объектах, используемых для рыбного хозяйства, должны предусматриваться и своевременно осуществляться мероприятия, обеспечивающие охрану водных объектов, рыбных ресурсов, водных и околводных животных и растений, в том числе во избежание гибели рыб и других водных организмов должны быть предусмотрены защитные мероприятия:

- установка защитных сеток при заборе воды на входящих патрубках. Скорость прохода воды через сетку не более 0,25 м/с;
- забор воды в светлое время суток;
- регулировка уровня забора воды во избежание засасывания грязи и мусора со дна водоема;
- изолирование водяных насосов от водоема бонами для предотвращения разлива топлива, масел и смазки во время забора воды.

19.8 Качество воды после гидроиспытаний должно подтверждаться результатами лабораторных анализов, выполненных аккредитованной лабораторией. Перечень и объем контролируемых параметров определяется проектно-сметной документацией. Место сброса воды после гидроиспытаний определяется на основании данных инженерных изысканий проектными решениями по организации строительства. Сброс воды в водный объект осуществляется в установленном порядке в соответствии с действующим природоохранным законодательством.

19.9 Проектные решения при строительстве НПС в оползневых районах должны приниматься из условия исключения возможного нарушения природных условий.

19.10 Проектируемые мероприятия для защиты объектов животного мира в местах строительства и эксплуатации НПС должны исключать нарушения путей массовой миграции животных; попадание их в водозаборные сооружения, объекты хранения отходов, под движущийся транспорт; столкновение с проводами. Животные должны быть ограждены от воздействий электромагнитных полей, электрических полей, шума, вибрации.

19.11 При установлении сроков строительства должны быть учтены ограничения на проведение строительных работ в периоды массовой миграции объектов животного мира, в местах их размножения и линьки, выкармливания молодняка; нереста, нагула и ската молоди рыбы.

19.12 Ущерб животному и растительному миру от реализации проекта должен компенсироваться суммами выплат, учтенных в сметах на строительство. Компенсационные

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

выплаты должны быть направлены на восстановление или обновление ресурсов растительного и животного мира (по согласованию с природоохранными органами).

19.13 В проектной документации должны быть предусмотрены следующие технические решения, позволяющие сократить или предотвратить вредное воздействие на окружающую среду (воздушный бассейн, водный бассейн, земельные ресурсы и т.д.):

а) установки для очистки выбросов в атмосферу от стационарных источников (при необходимости);

б) на площадках НПС без РП проектируется хозяйственно-бытовая канализация, а на площадках НПС с РП следует проектировать две системы канализации – производственно-дождевую и хозяйственно-бытовую;

в) обвалование резервуаров и РП;

г) применение противофильтрационного экрана на всей площади каре РП;

д) окраска резервуаров покрытием светлого (белого) тона;

е) бетонирование и отбортовка бордюрным камнем открытых площадок технологического оборудования (насосов откачки нефти из подземных резервуаров, ФГУ, регуляторов давления, АЗС, площадки топливных емкостей котельной и дизельной электростанции);

ж) для селективного сбора отходов предусматривается освещенная, огороженная площадка временного накопления отходов с твердым гидронепроницаемым покрытием, обеспеченная противопожарным инвентарем и контейнером с песком. При отсутствии в задании на проектирование особых требований Заказчика к количеству и размерам площадок для временного накопления отходов, на территории НПС предусматриваются следующие площадки для временного накопления отходов: размером 5×15 м; размером 3×6 м для накопления бытовых отходов и отходов столовой; размером 10×12 м для накопления металлического лома;

и) порядок обращения отходов и характеристика площадки для временного накопления отходов выполняется в соответствии с требованиями действующих законодательных актов Российской Федерации:

- отработанные ртутные лампы накапливаются в помещении с ограниченным доступом (желательно с ровным кафельным, либо металлическим полом) в специальных металлических контейнерах. Тарой для сбора и временного накопления являются индивидуальные картонные коробки (для каждого типа ламп предусмотрена своя отдельная коробка);

- отработанные аккумуляторы накапливаются в помещении с ограниченным доступом, хранение в штабеле, либо на стеллажах;

- отработанные масла накапливаются в металлических либо пластиковых бочках, емкостях, установленных на металлических поддонах в закрытом помещении, оборудованным вытяжной вентиляцией либо на площадке освещенной, огороженной, с водонепроницаемым и химически стойким покрытием. Обязательно раздельное накопление различных видов масел, обеспеченность противопожарным инвентарем;

- обтирочный материал, загрязненный маслами – накопление в герметичном металлическом ящике;

- нефтешлам и нефтезагрязненный грунт – накопление в герметичных, металлических емкостях, бочках, с герметично закрывающейся крышкой, установленных на металлических поддонах, в специально отведенном месте с твердым покрытием;

- отходы лакокрасочных средств – накопление в контейнере, в специально отведенном месте с твердым покрытием;

- стружка и мелкокусковые отходы черных, цветных металлов незагрязненных, огарков сварочных электродов – накопление в контейнере, в специально отведенном месте с твердым покрытием. Обязательно раздельное накопление отходов черных и цветных металлов;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- мусор от бытовых помещений организаций, несортированный – накопление в специальных металлических контейнерах, установленных на площадке с твердым покрытием (огороженной), не ближе 15 м от жилья в соответствии с действующими нормами.

к) для утилизации отходов предусматривается освещенная, огороженная площадка для размещения установки по утилизации отходов. Размер площадки для размещения установки по утилизации отходов определяется в зависимости от производительности установки.

19.14 Обратное водоснабжение должно быть предусмотрено в системах охлаждения электродвигателей магистральных насосов, для мойки автомашин, эстакад слива-налива. Повторное использование очищенных производственных и дождевых сточных вод возможно на полив территории, полив зеленых насаждений, газонов и цветников в случае, если качество очищенных сточных вод соответствует нормативам ПДК химических веществ в воде водных объектов культурно-бытового водопользования.

19.15 Программа экологического мониторинга за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве, эксплуатации НПС, а также при авариях, должна разрабатываться в соответствии с требованиями действующих законодательных актов Российской Федерации.

19.16 Объем и виды экологического мониторинга за характером изменения всех компонентов экосистемы на стадии строительства и эксплуатации НПС устанавливаются Программой экологического мониторинга. Содержание Программы экологического мониторинга должно соответствовать требованиям, установленным РД-13.020.00-КТН-384-09.

19.17 К основным целям экологического мониторинга при проектировании, строительстве и эксплуатации НПС относятся:

- получение объективной и достоверной информации о состоянии компонентов окружающей среды, негативное техногенное воздействие на которые может быть оказано при строительстве и эксплуатации;

- своевременное обеспечение указанной информацией руководства ОСТ, специально уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, проектных, проектно-изыскательских и иных организаций для информационной поддержки разработки и принятия управленческих и организационно-технических решений в области охраны окружающей среды.

19.18 Объектами экологического мониторинга при проектировании, строительстве и эксплуатации НПС являются:

- компоненты окружающей среды, природные и природно-антропогенные объекты в зонах влияния объектов МН, в т.ч. в пределах промышленных и строительных площадок и границ санитарно-защитных зон технологических объектов и сооружений ОСТ, временных строительных объектов, территорий (акваторий) осуществления природопользования обществами ОСТ, а также природные и природно-антропогенные объекты, находящиеся за пределами указанных территорий, подверженные техногенному влиянию;

- источники техногенного воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации НПС, в т.ч. источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, системы очистки отходящих газов, источники сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, системы канализации и сети водоотведения, системы очистки отработанных вод, системы оборотного и повторного водоснабжения, источники образования отходов производства и потребления, площадки временного хранения отходов, склады и хранилища сырья, материалов, реагентов, готовой продукции;

- объекты и сооружения природоохранного назначения, сооружения и средства инженерной защиты, природоохранные работы и мероприятия, обеспечивающие экологическую безопасность строительства и эксплуатации НПС.

19.19 Методика экологического мониторинга для контроля за загрязнением в зонах влияния МН разрабатывается в соответствии с РД-13.020.00-КТН-384-09.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

19.20 Производственный экологический контроль (мониторинг) осуществляется силами аккредитованной эколого-аналитической лаборатории и/или специализированными организациями на договорной основе по показателям, входящим в область аккредитации лаборатории.

19.21 Лаборатория эколого-аналитического контроля (при ее наличии). В области, закрепленной аттестатом аккредитации, лаборатория осуществляет химический анализ сточных вод, химический анализ атмосферного воздуха, химический анализ питьевой воды, химический анализ подземных вод, химический анализ почв. Размеры – ЭАЛ 12×12 м. В лаборатории предусмотрены следующие основные залы: зал воздушной среды, зал водной среды, зал подготовки почвенных проб. Требования к помещениям экоаналитической лаборатории подробно приведены в ОТТ-13.020.00-КТН-046-09.

Основное рекомендуемое оборудование ЭАЛ принимается в соответствии с таблицей 19.2.

Таблица 19.2 – Основное оборудование ЭАЛ

№ п/п	Наименование оборудования
1	2
1	Аналитические весы
2	Лабораторные прецизионные весы
3	Водяная баня
4	Инкубатор (воздушный термостат) для измерения БПК
5	Термоблок для разложения проб при определении ХПК
6	Муфельная печь
7	Баня лабораторная (песочная)
8	Колбонагреватель
9	Электроплитка лабораторная
10	Аквадистиллятор
11	Аппарат для получения особо чистой воды
12	Магнитная мешалка
13	Устройство для встряхивания проб
14	Устройство для сушки лабораторной посуды
15	Сушильный шкаф
16	Сито лабораторное
17	Секундомер
18	Рулетка
19	Аспиратор электрический
20	Анемометр цифровой
21	Пневмометрическая цилиндрическая напорная трубка
22	Одноканальный дозатор переменного объема
23	Экстрактор
24	Фторопластовый пробоотборник для отбора проб поверхностных вод
25	Фторопластовый пробоотборник для отбора проб вод для анализа на нефтепродукты
26	Ручной пробоотборник Эдельмана
27	Комплект для отбора проб пыли из газопроводов методами внутренней и внешней фильтрации
28	Холодильник бытовой
29	Термоконтейнер переносной
30	Лабораторный микропроцессорный рН-метр
31	Анализатор БПК5
32	Кондуктометр для определения чистоты дистиллированной воды

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы 19.2

№ п/п	Наименование оборудования
1	2
33	Дифференциальный цифровой манометр
34	Автоматизированный анализатор многокомпонентный
35	Портативный газоанализатор для определения в промвыбросах суммарных углеводородов, оксида углерода, оксида азота, диоксида азота, диоксида серы
36	Портативный газоанализатор для измерения оксида углерода в атмосферном воздухе
37	Хемилюминесцентный газоанализатор окислов азота
38	Хемилюминесцентный газоанализатор диоксида серы и сероводорода
39	Универсальный портативный измеритель (иономер-кислородомер)
40	Спектрофотометр
41	Хроматографический комплекс
42	Портативный микропроцессорный дымомер с воздушной защитой оптических элементов
43	Микропроцессорный газоанализатор для контроля токсичности выхлопных газов автотранспортных средств
44	Концентратомер
45	Анализатор жидкости
46	Психрометр
47	Барометр
48	Термометр цифровой

20 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

20.1 Общие требования

20.1.1 В составе проектной документации на новое строительство НПС, а также при подготовке проектной документации в отношении отдельных этапов строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта опасных производственных объектов капитального строительства действующих НПС должен разрабатываться подраздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (ПМ ГОЧС).

20.1.2 Подраздел «ПМ ГОЧС» должен соответствовать требованиям нормативных правовых актов Российской Федерации в области градостроительной деятельности, а также нормам и правилам в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

20.1.3 Подраздел «ПМ ГОЧС» оформляется отдельным томом, входящим в состав раздела «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами».

20.1.4 Состав, содержание и порядок разработки подраздела «ПМ ГОЧС» определяется требованиями ГОСТ Р 55201-2012 [23].

20.1.5 Проектные решения и организационные мероприятия подраздела «ПМ ГОЧС», реализуются при строительстве и направлены на подготовку к защите и защиту населения, материальных и культурных ценностей на территории вблизи проектируемых объектов от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

20.1.6 Мероприятия ГОЧС, изложенные в подразделе «ПМ ГОЧС», должны соответствовать исходным данным (техническим условиям) для разработки мероприятий ГОЧС в составе проектной документации объекта капитального строительства, выданным уполномоченным органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации, а в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, - территориальным органом МЧС России по соответствующему субъекту Российской Федерации.

20.1.7 Заказчик проектной документации или лицо, осуществляющие её подготовку (по поручению заказчика), должны осуществлять сбор исходных данных для разработки мероприятий ГОЧС.

20.1.8 Подраздел «ПМ ГОЧС» оформляется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101 и включает в себя текстовые и графические материалы, оформляемые в следующей последовательности: обложка; титульный лист; состав проектной документации; содержание подраздела «ПМ ГОЧС»; текстовая и графическая части.

20.1.9 В текстовую часть следует включать общие сведения об объекте капитального строительства (объеме и содержании мероприятий по строительству, реконструкции или капитальному ремонту объектов капитального строительства), описание принятых технических и иных решений, обеспечивающих выполнение мероприятий по гражданской обороне и защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, пояснения, ссылки на нормативные и/или технические документы в области гражданской обороны и защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, используемые при подготовке подраздела «ПМ ГОЧС», и результаты расчетов, обеспечивающие принятие решения.

По проектным решениям, изложенным в других разделах проектной документации и содержащим мероприятия ГОЧС, приводятся только сведения и общее описание указанных решений с обязательной ссылкой на раздел проектной документации, в котором имеется необходимая информация.

20.1.10 Графическую часть следует выполнять в виде чертежей, схем, планов и других документов в графической форме, отображающих предусмотренные проектной документацией мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

20.2 Требования к составу текстовой части

20.2.1 В текстовой части подраздела «ПМ ГОЧС» приводится:

- а) общие положения;
- б) перечень мероприятий по гражданской обороне;
- в) перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- г) перечень используемых сокращений и обозначений;
- д) перечень федеральных законов, нормативных правовых актов Российской Федерации и соответствующего субъекта Российской Федерации, нормативных документов, документов в области стандартизации и иных документов, использованных при разработке подраздела «ПМ ГОЧС»;
- е) приложения.

20.2.2 Общие положения должны в себя включать:

- данные об организации разработчике подраздела «ПМ ГОЧС»;
- сведения о наличии у организации – разработчика подраздела «ПМ ГОЧС» свидетельства, выданного саморегулируемой организацией, осуществляющей саморегулирование в области архитектурно-строительного проектирования, и подтверждающего допуск организации – разработчика подраздела «ПМ ГОЧС» к выполнению таких видов работ, оказывающих влияние на безопасность объектов капитального строительства, как разработка мероприятий гражданской обороны и

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- исходные данные, полученные для разработки мероприятий ГОЧС;
- краткую характеристику проектируемых объектов НПС, их местоположения и основных технологических процессов;

- сведения о размерах и границах территории НПС, границах запретных, охраняемых и санитарно-защитных зон проектируемого объекта;

20.2.3 Перечень мероприятий по гражданской обороне должен включать в себя:

- сведения об отнесении проектируемой НПС к категории по ГО или обоснование её категории;

- обоснование (сведения) удаления проектируемой НПС от городов, отнесенных к группам по ГО, и объектов особой важности по ГО;

- сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемая НПС при ведении военных действий или вследствие этих действий, в том числе: зон возможных разрушений; возможного химического заражения; катастрофического затопления; радиоактивного загрязнения (заражения); зон возможного образования завалов; зоны световой маскировки или определение вышеперечисленных границ зон возможной опасности;

- обоснование или сведения о продолжении функционирования проектируемой НПС в военное время или прекращении или переносе деятельности её в другое место, а также о возможности перепрофилировании работы НПС в военное время;

- обоснование или сведения о численности наибольшей работающей смены НПС в военное время;

- сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружениям) объектов, отнесенных к категориям по ГО;

- решения по управлению ГО проектируемой НПС и системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при военных действиях или вследствие этих действий;

- решения по светомаскировочным мероприятиям и другим видам маскировки проектируемой НПС;

- проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ, разработанные с учетом требований ГОСТ Р 22.6.01-95 [32] и ВСН ВК 4-90 [33];

- обоснование введения режимов радиационной защиты на территории проектируемой НПС, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению);

- проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения;

- мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемой НПС при её попадании в зону действия современных средств поражения;

- мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемой НПС;

- мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО, разработанные с учетом положений СНиП II-11, СНиП 2.01.51;

- решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению персонала проектируемой НПС средствами индивидуальной защиты;

- мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы (в случае их проведения).

20.2.4 Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера должен включать в себя следующие сведения, мероприятия и решения:

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- перечень и характеристики технологического оборудования проектируемой НПС, авария на которой может привести к возникновению ЧС техногенного характера, как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами;
 - сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникаций и линейных объектов, аварии на которых могут привести к возникновению ЧС техногенного характера на проектируемой НПС;
 - сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению ЧС природного характера на проектируемой НПС;
 - результаты определения (расчета) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к ЧС техногенного или природного характера как на проектируемой НПС, так и за её пределами;
 - сведения о численности и размещении производственного персонала НПС, объектов и(или) организаций, населения на территории, прилегающей к проектируемой НПС, которые могут оказаться в зоне воздействия ЧС природного и техногенного характера;
 - результаты анализа риска ЧС для проектируемой НПС;
 - мероприятия и решения, направленные на уменьшение риска ЧС на проектируемой НПС;
 - предусмотренные проектной документацией мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки, обнаружения взрывоопасных концентраций и мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений;
 - мероприятия по защите проектируемой НПС и персонала от ЧС техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах;
 - предусмотренные проектной документацией мероприятия по инженерной защите проектируемой НПС от ЧС природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями, разработанные в соответствии с требованиями СНиП 22-02, СП 14.13330.2011, СНиП 2.01.09, СНиП 2.06.15, СНиП 22-01, СНиП 23-01, ГОСТ Р 22.0.06;
 - решения по созданию и содержанию на проектируемой НПС запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации ЧС и их последствий;
 - предусмотренные проектной документацией технические решения по системам оповещения о ЧС;
 - проектные решения и мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечению гарантированной, устойчивой радиосвязи и проводной связи при ЧС и их ликвидации;
 - мероприятия по обеспечению эвакуации персонала с проектируемой НПС при ЧС природного и техногенного характера и мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории НПС аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС.
- 20.2.5 В приложениях к текстовой части должны быть представлены:
- копия исходных данных и требований для разработки подраздела «ПМ ГОЧС», выданного уполномоченным органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации (территориальным органом МЧС России по субъекту Российской Федерации);
 - копия свидетельства о допуске организации – разработчика подраздела «ПМ ГОЧС» к разработке мероприятий по гражданской обороне и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- копия паспорта, имеющего на объекте защитного сооружения гражданской обороны (при наличии такового на действующей НПС);
- копия акта проверки содержания и использования защитного сооружения гражданской обороны (при наличии такового на действующей НПС).

20.3 Требования к составу графической части

20.3.1 В состав графической части подраздела «ПМ ГОЧС» должны быть включены следующие графические материалы, оформленные с учетом требований ГОСТ Р 22.0.10:

- ситуационный план района строительства НПС с указанием границ зон возможной опасности, предусмотренных СНиП 2.01.51, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий;
- генеральный план НПС с указанием зон воздействия поражающих факторов возможных аварий, количества людей, попадающих в зоны поражения при наиболее опасных сценариях чрезвычайных ситуаций, а также маршрутов эвакуации персонала НПС, ввода (передвижения) аварийно-спасательных сил на территории НПС;
- ситуационный план (карту схему) района строительства с указанием: границ земельного участка, предоставленного для размещения проектируемой НПС (границы проектной застройки); характеристик зон воздействия на НПС поражающих факторов возможных аварий на рядом расположенных объектах производственного назначения, линейных участков МН, транспортных коммуникаций; количества людей, попадающих в зоны поражения, по каждому сценарию чрезвычайных ситуаций, а также маршрутов эвакуации персонала НПС, ввода (передвижения) аварийно-спасательных сил на территории НПС;
- генеральный план НПС с экспликацией зданий и сооружений, указанием: этажности; количества работающего на НПС персонала в мирное и военное время; схемой размещения ЗС ГО (сооружений двойного назначения) с указанием их вместимости и путей движения укрываемых; путей эвакуации людей с территории объекта; мест установки элементов объектовой системы оповещения и их зонами звукового давления, а также систем мониторинга и предупреждения чрезвычайных ситуаций с необходимыми пояснениями (при необходимости);
- другие графические материалы, отражающие принятые в проектной документации проектные решения по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

20.3.2 Масштаб чертежей (ситуационных планов), включаемых в графическую часть подраздела должен соответствовать ГОСТ Р 21.1101.

21 Охранные мероприятия и требования к инженерно-техническим средствам охраны НПС

21.1 Общие требования к инженерно-техническим средствам охраны НПС

21.1.1 Охрана НПС и расчет численности подразделения охраны осуществляется в соответствии с РД-13.310.00-КТН-026-09.

21.1.2 НПС должны оборудоваться комплексом ИТСО, который предназначен для своевременного обнаружения проникновения или попыток несанкционированного доступа нарушителей на территорию объекта, в охраняемые здания и помещения и задержки (замедления) их продвижения к цели преступной акции.

21.1.3 Комплекс ИТСО должен обеспечивать:

- а) создание физических преград несанкционированным действиям в отношении объекта;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

б) создание препятствий на пути движения нарушителя с целью затруднения (задержки) его продвижения к уязвимым местам, критическим элементам и на пути отхода на время, достаточное для силового или технологического реагирования, с целью минимизации возможного ущерба;

в) своевременного обнаружения нарушителя, определения направления его движения;

г) обеспечение прохода в охраняемые зоны только в установленных точках (пунктах) доступа;

д) обозначение границ охраняемых зон и предупреждения об ответственности за нарушение права собственности;

е) предотвращение таранного удара (прорыва) транспортными средствами уязвимых мест объекта;

ж) защиту обслуживающего персонала и посетителей объекта.

21.1.4 При проектировании новых, техническом перевооружении и реконструкции действующих НПС оснащенность ИТСО должна соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 05.05.2012 № 458 [34] и РД-13.310.00-КТН-072-12.

21.1.5 Разработка охранных мероприятий по антитеррористической защищенности объекта на период строительства, при техническом перевооружении и реконструкции должна соответствовать требованиям постановления Правительства РФ [34].

21.2 Комплекс инженерных средств охраны

21.2.1 Комплекс ИСО должен обеспечивать выполнение следующих функций:

а) обозначение границ охраняемых зон;

б) создание препятствий на пути движения нарушителя с целью обеспечения задержки (замедления) его продвижения к предметам защиты (цели преступной акции) на время, достаточное для прибытия сил охраны;

в) предотвращение таранного прорыва транспортных средств в охраняемую зону;

г) обеспечение доступа в охраняемые зоны, здания, сооружения и помещения, только через рубежи доступа;

д) создание благоприятных условий для решения служебных задач силами охраны.

21.2.2 В состав комплекса ИСО объекта должны входить следующие составные части:

а) ограждения периметра, запретной зоны и полосы отчуждения;

б) инженерные заграждения;

в) инженерные средства и сооружения периметра;

г) контрольно-пропускные пункты;

д) помещения для размещения подразделений охраны.

21.2.3 Проектирование инженерных средств охраны должно осуществляться в соответствии с требованиями РД-13.310.00-КТН-072-12.

21.3 Комплекс технических средств охраны

21.3.1 Комплекс ТСО должен обеспечивать:

а) круглосуточную непрерывную работу ТСО;

б) выдачу тревожных сигналов оператору и дежурному составу сил охраны о попытках проникновения нарушителей на территорию (с территории) объекта через рубежи охраны и доступа в охраняемые зоны, здания, сооружения, помещения;

в) возможность дистанционного наблюдения за состоянием запретных зон, КПП, наиболее важных внутренних зон, охраняемых зданий, сооружений, помещений и подходов к ним;

г) возможность выполнения установленного режима доступа людей и транспорта на объект, во внутренние зоны, охраняемые здания, сооружения и помещения;

д) управление режимами работы составных частей с рабочих мест операторов, наделенных соответствующими полномочиями;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

е) возможность дистанционного контроля работоспособности периферийной аппаратуры, самотестирования программного обеспечения и аппаратных средств станционной части;

ж) регистрацию и документирование сигналов от средств обнаружения, распоряжений и команд, отдаваемых начальствующим составом сил охраны и службы безопасности, а также сообщений и докладов охранников и командиров тревожных групп сил охраны;

и) управление (при помощи средств связи) оперативными действиями личного состава дежурных сил охраны и службы безопасности при выполнении задач по охране и обороне объекта, а также контроль за исполнением команд и приказов;

к) защиту информации о функционировании и защиту аппаратуры от несанкционированного доступа с помощью программных и аппаратных средств;

л) бесперебойное электропитание аппаратуры ТСО.

21.3.2 Комплекс ТСО объекта включает в свой состав:

- система охранной сигнализации периметра;
- система внутриобъектовой охранной сигнализации;
- система сбора и обработки информации;
- система контроля и управления доступом;
- система охранная телевизионная;
- система тревожно-вызывной сигнализации;
- система оперативной связи и оповещения;
- система электропитания;
- система охранного освещения;
- кабельная сеть ТСО.

21.3.3 Проектирование комплекса ТСО объекта должно осуществляться в соответствии с требованиями: РД-13.310.00-КТН-072-12, ОТТ-13.310.00-КТН-155-10, ОТТ-13.310.00-КТН-157-10, ОТТ-13.310.00-КТН-158-10, ОТТ-13.310.00-КТН-159-10, ОТТ-13.310.00-КТН-160-10, ОТТ-13.310.00-КТН-161-10.

22 Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием

22.1 Общие требования

22.1.1 В проектной документации должны быть приведены технические решения, направленные на создание нормативных условий труда производственной среды и трудового процесса, оказывающих благоприятное влияние на работоспособность, здоровье работников в процессе трудовой деятельности и сохранения их жизни.

22.1.2 Разработка и оформление раздела «Организация и условия труда работников. Управление производством» должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Правила, процедуры и критерии, направленные на сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, должны соответствовать государственным нормативным требованиям охраны труда. Перечень видов и приоритетность нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда, установлены постановлением Правительства Российской Федерации [35].

22.1.3 Описание и обоснование организационно-проектных решений по охране труда в разделе «Организация и условия труда работников. Управление производством» проектной документации должны подразделяться на группы:

- а) принципиальные решения по организации труда и управления производством;
- б) расчет количества рабочих мест и численности работающих;
- в) организация и оснащение рабочих мест;
- г) обслуживание производственного процесса;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

д) режим труда и отдыха;
 е) охрана и условия труда работников;
 ж) организация управления производством, предприятием;
 и) повышение квалификации рабочих кадров;
 к) меры безопасности при технической эксплуатации зданий, сооружений, оборудования и технологических процессов на объектах, предусмотренных в проектной документации.

22.1.4 Степень проработки и обоснование технических решений по охране труда и мерам безопасности на проектируемых НПС должны быть достаточными для осуществления проверки их соответствия требованиям нормативных документов, проведения проверочных расчетов, а также определения стоимости.

22.2 Решения по организации труда

22.2.1 При определении основных факторов, влияющих на принципиальные решения в организации труда и управление производством, должно быть выполнено следующее:

а) выявлен характер и условия труда, вытекающие из технологической схемы НПС, имеющегося оборудования;

б) составлен полный перечень проектируемого технологического оборудования с учетом всех функций технологического процесса. Данный перечень формируется по группам (средства и системы контроля, защиты и централизованного управления технологическими процессами; электротехническое оборудование; технологическое оборудование; сосуды и емкости, работающие под давлением и т.д.);

в) определение рабочей потребности в санитарно-бытовых помещениях с учетом групп, работающих по сменам, и общего количества работающих в соответствии со СП 44.13330.2011, СанПиН 2.2.3.1384-03.

22.2.2 С учетом особенностей и специфики функционирования НПС должно приводиться обоснование того, что НПС, как носитель опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности (опасные и вредные свойства нефтей и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций, большие единичные мощности и высокая энерговооруженность, широта диапазона и специфики работ и т.д. в соответствии с РД-13.100.00-КТН-225-06, РД-13.100.00-КТН-306-09).

22.2.3 На основании перечня проектируемого технологического оборудования с учетом всех функций технологического процесса, должны определяться вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах обслуживающего персонала и в рабочих зонах эксплуатационно-ремонтного персонала, в соответствии с ГОСТ 12.0.003.

22.2.4 Учитывая характер производственных процессов и условия труда на НПС, должен формироваться типовой перечень видов опасных работ (огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности), в соответствии с ОР-03.100.30-КТН-150-11.

22.2.5 Должен производиться анализ влияния на характер и условия труда специфических особенностей конкретных объектов или производственных процессов, связанных с местными природно-климатическими условиями, воздействием дополнительных сторонних или других носителей опасных или вредных факторов (работа в климатических районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, сейсмических районах и пр.).

22.3 Количество рабочих мест и численность работающих

Численность обслуживающего персонала НПС должна определяться, исходя из типа НПС (головная, промежуточная), от количества и расстановки технологического оборудования, уровня автоматизации технологических процессов, режима работы НПС, сменности и условий труда персонала на основании нормативных документов ОАО «АК «Транснефть».

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

22.4 Организация и оснащение рабочих мест

22.4.1 Основные решения организации рабочих мест должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002, ГОСТ 12.2.044, ГОСТ 12.2.061, ГОСТ 12.2.032, ГОСТ 12.2.033, ГОСТ 12.2.049, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.2.540-96, Р 2.2.2006-05 [36] и других действующих нормативных документов (по безопасности и эффективности рабочих мест; по компоновочным решениям рабочих мест; по эргономике рабочего места).

22.4.2 Организация и оснащение рабочих мест должно проектироваться с учётом их классификации по: профессии, числу исполнителей, специальности, уровню механизации и автоматизации, количеству обслуживаемого оборудования и т.д.

22.4.3 При проектировании необходимо руководствоваться действующими типовыми проектами организации рабочих мест, которые должны соответствовать прогрессивным технологическим, техническим и организационным нормам.

22.5 Обслуживание производственного процесса

22.5.1 В проектной документации должны быть предусмотрены решения по обслуживанию производственного процесса, разработанные на основании типовых положений, нормативных документов ОАО «АК «Транснефть» и Федеральных органов исполнительной власти.

22.5.2 При проектировании организации обслуживания рабочих мест должны определяться системы и формы обслуживания производства по соответствующим функциям (производственно – подготовительной; инструментальной; наладочной; энергетической; ремонтной; ремонтно-строительной; транспортно-складской и погрузочно-разгрузочной; контрольной).

22.5.3 Социальное обслуживание должно предусматривать проектные решения, связанные с медицинскими осмотрами; обеспечением работников питанием (в т.ч. лечебно-профилактическим питанием); льготным пенсионным обеспечением; дополнительным отпуском, сокращенным рабочим днем; страхованием работников от несчастных случаев на производстве; дополнительными выплатами и т.д.

22.6 Режимы труда и отдыха

В проектных решениях по режиму труда и отдыха должны быть представлены рекомендации по рациональным режимам труда и отдыха персонала, в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации, документами органов здравоохранения и ОАО «АК «Транснефть»:

а) сменность и длительность рабочих смен с учетом специфики выполняемых работ (в т.ч. наличие сокращенного рабочего дня и дополнительного отпуска для отдельных категорий работающих);

б) количество и продолжительность регламентированных перерывов с учетом трудовой деятельности и факторов трудового процесса;

в) оптимизацию режимов труда и отдыха (при вахтовом и других формах организации труда; при работах в различных климатических условиях, и различных видах трудового процесса).

22.7 Охрана и условия труда работников

22.7.1 В проектной документации должны обоснованно определяться вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах в соответствии с технологическим процессом, перечнем видов работ и технологического оборудования в соответствии с ГОСТ 12.0.003, СанПиН 2.2.4.1191-03.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

22.7.2 В проектной документации должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала, согласно действующим санитарно-гигиеническим нормативам:

а) параметры микроклимата (температура воздуха, относительная влажность, скорость движения воздуха) на рабочих местах и в рабочей зоне производственных помещений и открытых территорий должны соответствовать требованиям СП 60.13330.2012, СанПиН 2.2.4.548-96 и Р 2.2.2006-05 [36];

б) допустимые уровни виброакустических факторов (шум, вибрация) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях следует принимать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.012 и СН 2.2.4/2.1.8.562-96, СН 2.2.4/2.1.8.566-96;

в) для оперативного персонала, работающего с использованием электронно-вычислительных машин, следует предусматривать условия труда в соответствии с действующими гигиеническими требованиями к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;

г) обеспечение нормативных уровней производственного освещения в соответствии с требованиями СНиП 23-05-95*, СП 52.13330.2011, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03;

д) содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны должно нормироваться в соответствии с ГОСТ 12.1.005, ГН 2.2.5.1313-03.

22.7.3 В соответствии с требованиями СП 44.13330.2011 и санитарных норм должна определяться номенклатура и площади помещений санитарно-бытового назначения, проектные решения по их составу и размерам.

22.7.4 В проектной документации должно быть предусмотрено обеспечение рабочих и служащих специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с типовыми отраслевыми нормами.

22.7.5 В проектной документации должны предусматриваться решения по порядку стирки и химчистки спецодежды для работников объектов НПС, а также уходу за СИЗ и их хранению, дегазации, дезактивации, дезинфекции, обезвреживанию, обеспыливанию, сушке, ремонту и замене СИЗ в соответствии с ПОТ Р М-013-2000 и приказом [37].

22.7.6 В проектной документации должен разрабатываться порядок контроля за соблюдением санитарно-гигиенических требований по условиям труда, и требований безопасности на рабочих местах в соответствии с приказом [38], Трудовым кодексом [39], Федеральным законом [40], СП 1.1.1058-01, а также РД-13.100.00-КТН-225-06, РД-13.100.00-КТН-306-09 и другими действующими нормативными документами.

22.8 Организация управления производством

22.8.1 В проектной документации должны уточняться основные общесистемные принципы и задачи управления НПС. Исходя из общих принципов, задач управления должны формироваться: целевые подсистемы; функциональные подсистемы; подсистемы линейного управления и подсистемы обеспечения управления.

22.8.2 Структура управления производством должна выбираться по заданию заказчика и с учетом оптимального обеспечения эффективности управления производственными и технологическими процессами, составом и количеством объектов НПС и уровнем автоматизации.

22.8.3 В проектной документации должны предусматриваться решения, учитывающие передовой опыт или современные достижения в обеспечении безопасности и эффективности магистрального трубопроводного транспорта.

22.9 Повышение квалификации рабочих кадров

22.9.1 Повышение квалификации рабочих кадров должны рассматриваться в соответствии с ГОСТ 12.0.004, постановлением [41], РД 03-20-2007, РД 03-19-2007, перечнем [42], ОР-03.180.00-КТН-003-12, РД-03.100.30-КТН-111-11. При этом в проектной документации должны рассматриваться:

- а) источники комплектования НПС кадрами;
- б) подготовка рабочих кадров;
- в) обучение и проверка знаний персонала по безопасности труда;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

г) повышение квалификации персонала.

22.9.2 В проектных решениях по рациональному обучению персонала должно быть предусмотрено создание кабинета по охране труда или учебного класса с использованием технических средств обучения и наглядных пособий (плакатов, натуральных экспонатов, макетов, моделей, видеофильмов и т.п.), в том числе и по обучению мерам пожарной безопасности, в соответствии ОР-03.180.00-КТН-003-12, РД-13.100.00-КТН-225-06, ОР-03.180.00-КТН-003-12, СП 44.13330.2011 (пункт 6.17), рекомендациями [43].

22.10 Меры безопасности при технической эксплуатации НПС

22.10.1 В проектной документации должны быть разработаны комплексные мероприятия, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации, технического обслуживания и ремонта зданий, сооружений и оборудования. Меры безопасности должны охватывать технологические процессы и соответствовать национальным и межгосударственным стандартам по ССБТ, РД 153-39.4-056-00, РД-13.110.00-КТН-319-09, РД-13.100.00-КТН-306-09 и документам Федеральных органов исполнительной власти.

22.10.2 В проектной документации должен быть предусмотрен следующий комплекс мер:

- а) решения по обеспечению безопасности технологических процессов транспортировки и хранения нефти на НПС;
- б) требования к безопасности эксплуатации, технического обслуживания и ремонта зданий и сооружений;
- в) специальные решения по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности;
- г) специальные решения по обеспечению электробезопасности.

23 Требования промышленной безопасности

23.1 При проектировании НПС необходимо учитывать требования промышленной безопасности, установленных Федеральным законом [5], ПБ 08-624-03, РД-13.100.00-КТН-306-09, РД 03-14-2005 [44] и других нормативных документов в области промышленной безопасности.

23.2 Отнесение проектируемой НПС к категории опасных производственных объектов производится по результатам ее идентификации в соответствии с перечнем типовых видов опасных производственных объектов согласно требованиям Федерального закона [5] и приказа [45]. Опасные производственные объекты в зависимости от уровня потенциальной опасности аварий на них для жизненно важных интересов личности и общества подразделяются в соответствии с критериями, указанными в приложении 2 к Федеральному закону [5], на четыре класса опасности:

I класс опасности - опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности;

II класс опасности - опасные производственные объекты высокой опасности;

III класс опасности - опасные производственные объекты средней опасности;

IV класс опасности - опасные производственные объекты низкой опасности.

23.3 В составе проектной документации разрабатывается декларация промышленной безопасности.

Декларация промышленной безопасности в составе проектной документации разрабатывается на строительство, реконструкцию НПС, как опасного производственного объекта, а также документации на её техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию.

При разработке декларации промышленной безопасности проводится: всесторонняя оценка риска аварии и связанной с нею угрозы; анализ достаточности принятых мер по предупреждению аварий, по обеспечению готовности к эксплуатации НПС в соответствии с требованиями промышленной безопасности, а также к локализации и ликвидации

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

последствий аварий на НПС; разработка мероприятий, направленных на снижение масштаба последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на НПС.

Перечень сведений, содержащихся в декларации промышленной безопасности, и порядок ее оформления определяется в соответствии с требованиями РД 03-14-2005 [44].

23.4 В проектной документации предусматриваются мероприятия по предупреждению аварий и локализации их последствий как на НПС, так и в результате аварий на других объектах в районе размещения НПС.

При разработке указанных мероприятий учитываются источники опасности, факторы риска, условия возникновения аварий и их сценарии, численность и размещение производственного персонала.

23.5 В проектной документации предусматриваются обоснованные и достаточные решения по обеспечению промышленной безопасности, учитывающие особо сложные геологические и гидрогеологические условия строительства, сейсмичность, оползневые и другие явления.

23.6 В проектной документации должны быть предусмотрены:

- автоматизация НПС, обеспечивающая минимизацию оперативного персонала на НПС и обеспечивающую полноту сбора информации о ее работе;
- многоуровневая система блокировок и предохранительных устройств, срабатывающих при возникновении аварийных ситуаций;
- создание и обеспечение необходимыми техническими средствами, автономной системой аварийной связи и оповещения работающих о возможной опасности;
- обеспечение работающего на НПС персонала индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ.

24 Требования по энергоэффективности и энергосбережению НПС

При проектировании НПС необходимо руководствоваться энергетической политикой ОАО «АК «Транснефть», направленной на рациональное использование ТЭР, и обеспечивать применение следующих технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и энергосбережения НПС:

- установка датчиков движения в системах внутреннего освещения и датчиков движения и освещенности в системах наружного освещения;
- установка светодиодных светильников;
- внедрение сетевых энергосберегающих блоков (устройств энергосбережения);
- установка частотно-регулируемых приводов на низковольтных электродвигателях систем теплоснабжения, хозяйственного водоснабжения и водоотведения;
- снижение электропотребления НПС за счет замены отработавших ресурс электродвигателей и использования электродвигателей с более высоким КПД;
- установка цифровых автоматических регуляторов возбуждения двигателей на электродвигателях магистральных насосных агрегатов;
- установка автоматических устройств компенсации реактивной мощности;
- применение солнечных панелей с накопителями энергии для выработки электроэнергии;
- комплексное применение «дежурного отопления» в зданиях с установкой в тепловых узлах систем автоматического регулирования, позволяющих поддерживать заданный температурный режим в помещениях типовой НПС;
- оптимизация режимов работы котлов за счёт модернизации систем автоматики котельных с целью поддержания температурного режима в зависимости от температурного режима в помещениях НПС;
- применение метода глубокой утилизации тепла дымовых газов за счет применения конденсационных теплоутилизаторов;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- применение инфракрасных обогревателей и вихревых индукционных котлов отопления в локально расположенных зданиях;
- применение тепловых насосов с использованием тепла, отводимого от маслоохладителей, систем охлаждения электродвигателей;
- замена трубчатых теплообменников в системах приточной вентиляции на пластинчатые;
- оптимизация работы приточной вентиляции и тепловых сетей;
- применение новых теплоизоляционных материалов для изоляции трубопроводов тепловой сети;
- теплоизоляция неизолированных участков тепловой сети в индивидуальных тепловых пунктах зданий и сооружений;
- установка радиаторных термостатических регуляторов в системах отопления зданий и сооружений НПС;
- применение новых строительных материалов и лакокрасочных покрытий в зданиях и сооружениях НПС, исключаящих потери тепловой энергии;
- установка водосберегающей санитарно-технической арматуры в системах водоснабжения НПС (регуляторов расхода воды для сенсорных смесителей с аэраторами).

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение А (обязательное)

Противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов

А.1 Противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов приведены в таблице А.1.

Т а б л и ц а А.1 – Противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов

№ п/п	Объекты	Минимальные расстояния от зданий и сооружений РП до соседних объектов, м, при объеме РП				
		св. 100000 м ³	св. 20000 до 100000 м ³ включ.	св. 10000 до 20000 м ³ включ.	св. 2000 до 10000 м ³ включ.	до 2000 м ³ включ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Категория НПС	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
2	Здания и сооружения соседних производственных объектов	100	40 (100)	40	40	30
3	Лесные массивы:					
	- хвойных и смешанных пород	100	100	100	100	100
	- лиственных пород	100	100	100	100	100
4	Склады лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, соломы, а так же участки открытого залегания торфа	100	100	50	50	50
5	Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки):					
	- на станциях	150	100	80	60	50
	- на разъездах и платформах	80	70	60	50	40
	- на перегонах	60	50	40	40	30
6	Автомобильные дороги общей сети (край проезжей части):					
	I, II и III категории	75	50	45	45	45
	IV и V категории	40	30	20	20	15
7	Жилые и общественные здания	200	100 (200)	100	100	100
8	Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования	50	30	30	30	30
9	Гаражи и открытые стоянки автомобилей	100	40 (100)	40	40	40

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы А. 1

№ п/п	Объекты	Минимальные расстояния от зданий и сооружений РП до соседних объектов, м, при объеме РП				
		св. 100000 м ³	св. 20000 до 100000 м ³ включ.	св. 10000 до 20000 м ³ включ.	св. 2000 до 10000 м ³ включ.	до 2000 м ³ включ.
1	2	3	4	5	6	7
10	Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к РП	100	100	40	40	40
11	Водопроводные сооружения, не относящиеся к РП	200	150	100	75	75
12	Аварийная емкость (емкости) для РП	60	40	40	40	40
13	Технологические установки категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности и факельные установки для сжигания газа	100	100	100	100	100

Примечания
1 Расстояния, указанные в скобках, следует принимать для РП II категории общей вместимостью более 50 000 м³.
2 Расстояния, указанные в таблице определяются:
а) между зданиями и сооружениями как расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями зданий и сооружений;
б) от сливноналивных устройств – от оси железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами;
в) от площадок (открытых и под навесами) для сливноналивных устройств автомобильных цистерн, для насосов, тары – от границ этих площадок;
г) от технологических эстакад и трубопроводов от крайнего трубопровода;
д) от факельных установок – от ствола факела.

А.2 Расстояние от зданий и сооружений РП до участков открытого залегания торфа допускается сокращать в 2 раза при условии засыпки открытого залегания торфа слоем земли толщиной не менее 0,5 м в пределах половины расстояния от зданий и сооружений РП соответствующих категорий, указанного в пункте 3.

А.3 При размещении РП на площадках, имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от РП, а также при размещении РП у берегов рек на расстоянии 200 м и менее от уреза воды (при максимальном уровне) следует предусматривать дополнительные мероприятия, исключающие при аварии резервуаров возможность разлива нефти и нефтепродуктов на территорию населенного пункта или предприятия, на пути железных дорог общей сети или в водоем. Территория РП должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2,5 м для малоснежных районов и не менее 3,0 м для районов с высотой снежного покрова более 1,0 м.

А.4 Противопожарные расстояния от жилых домов и общественных зданий до РП общей вместимостью до 2000 м³, предусматриваемых в составе котельных, ДЭС и других энергообъектов, обслуживающих жилые и общественные здания, следует принимать не менее установленных в таблице А.2.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица А.2 – Противопожарные расстояния от зданий и сооружений до складов горючих жидкостей

№ п/п	Вместимость склада, м ³	Расстояния, м, при степени огнестойкости зданий и сооружений		
		I, II	III	IV
1	2	3	4	5
1	До 100	20	25	30
2	От 100 до 800	30	35	40
3	От 800 до 2 000	40	45	50

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение Б (обязательное)

Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений

Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений приведены в таблице Б.1.

Т а б л и ц а Б.1 – Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений

№ п/п	Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от НПС, м		
		категория НПС		
		Ш	П	І
1	2	3	4	5
1	Города и другие населенные пункты; коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; установки комплексной подготовки нефти и газа и их групповые и сборные пункты; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.); жилые здания трехэтажные и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи Мининформсвязи России и других ведомств; телевизионные башни	100	150	200
2	Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке трубопроводов, по которым транспортируются нефть и нефтепродукты, ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м ³ ; АЗС; водопроводные сооружения, не относящиеся к МН			
3	Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III-V категорий с пролетом свыше 20 м			
4	Железные дороги общей сети (на перегонах) и автомобильные дороги I-III категорий; отдельно стоящие: жилые здания одно- и двухэтажные; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	50	75	100
5	Железные дороги промышленных предприятий	20	20	50

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от НПС, м		
		категория НПС		
		III	III	III
1	2	3	4	5
6	Автомобильные дороги IV и V категории	не менее 100 м от ближайшего наземного резервуара, РП		
7	Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сарай и т.п.); устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин	30	50	75
8	Гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее			75 (100)
9	Очистные сооружения и насосные станции канализации, не относящиеся к НПС	30 (40)	50 (100)	75 (100)
10	Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих компрессорные станции и НПС магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100
11	Открытые распределительные устройства 35, 1030, 220 кВ электроподстанций, питающих компрессорные станции и НПС магистральных трубопроводов	На территории НПС с соблюдением взрыво- и пожаро-безопасных разрывов от зданий и сооружений		
12	Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов:			
	а) тяжелых с максимальной взлетной массой более 10 тонн;	100	100	100
	б) средних с максимальной взлетной массой от 5 до 10 тонн;	75	75	75
	в) легких с максимальной взлетной массой менее 5 тонн.	60	60	75
	Высота зданий и сооружений трубопроводов, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не должна превышать размера плоскости ограничения высоты препятствий в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ.			
13	Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	В соответствии с требованиями ПУЭ		
14	Факел для сжигания газа	100	100	100

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы Б.1

<p>Примечания</p> <p>1 Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин – от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог – от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов – от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений – от ближайших выступающих их частей.</p> <p>2 Под отдельно стоящим зданием или строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий и сооружений.</p> <p>3 Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее следует принимать такие же, как от соответствующих дорог.</p> <p>4 Категории НПС следует принимать: I категория – при емкости РП свыше 100 000 м³; II категория – при емкости РП от 20 000 до 100 000 м³ включительно; III категория – при емкости РП до 20 000 м³ и НПС без РП.</p> <p>5 Мачты (башни) радиорелейной линии связи трубопроводов допускается располагать на территории НПС, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования должно быть не менее высоты мачты.</p> <p>6 НПС должна располагаться ниже отметок населенных пунктов и других объектов. При разработке соответствующих мероприятий, предотвращающих разлив нефти или нефтепродуктов при аварии, допускается располагать НПС на одинаковых отметках или выше населенных пунктов и промышленных предприятий.</p> <p>7 Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов магистральных нефтепроводов и исключения возможности повреждения нефтепровода, вокруг НПС устанавливаются охранные зоны в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территорий указанных объектов на 100 м.</p> <p>8 Минимальные расстояния от НПС до городов, населенных пунктов и объектов должны учитывать требования СНиП 2.01.51-90, предъявляемые к объектам магистрального трубопроводного транспорта и размещению НПС.</p> <p>9 В скобках указаны минимальные расстояния от ближайшего наземного резервуара НПС (расстояния приняты с учетом требований Федерального закона [6]).</p>
--

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение В (обязательное)

Требования к расстояниям между зданиями, сооружениями и строениями

Территория площадки нефтеперекачивающей насосной станции по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности с учетом функционального назначения подразделяется на зоны:

I зона - технологические установки нефтепроводов. Общее укрытие насосных агрегатов, узел учета нефти, узел обвязки насосного агрегата, блок перекачки утечек нефти, блок-бокс регулятора давления, блок фильтров-грязеуловителей, блок-бокс маслосистемы насосных агрегатов, наружные технологические установки (в том числе емкости масла, топлива, сборники утечек нефти и нефтесодержащих стоков с насосными установками, блочная насосная станция производственных стоков), блок-бокс гашения ударной волны;

II зона - установки вспомогательного назначения. Блок-бокс резервной дизельной электростанции, блок-бокс воздушной компрессорной, механической мастерской, кладовой оборудования, узла связи, подпорных и приточных вентиляторов; блочные устройства противопожарного назначения (тушения), водоснабжения, оборотного водоснабжения и бытовой канализации;

III зона - резервуарные парки.

Противопожарные разрывы между I и II зоной при строительстве сооружений в комплектно-блочном исполнении следует принимать не менее 9 м. В пределах одной зоны разрывы не нормируются и принимаются из условий безопасности обслуживания производства, монтажных и ремонтных работ. Разрывы до сооружений питьевого назначения принимаются до границы санитарно-охранной зоны этих сооружений.

Расстояние между дизельными электростанциями, гаражом и блочными устройствами категорий А и Б принимается 15 м со стороны стены с проемами.

Расстояние от закрытых блочных устройств категории Г и Д (блок-боксы котельной, дизельной электростанции) до резервуаров собственного расхода объемом от 5 до 10 куб. м принимается 20 м.

Расстояния между зданиями и сооружениями в зависимости от степени огнестойкости, класса конструктивной пожарной опасности и категории по взрывопожарной и пожарной опасности приведены в таблице В.1.

Т а б л и ц а В.1

№ п/п	Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности	Расстояния между зданиями, м		
		I и II степень огнестойкости. III и IV степень огнестойкости класса С0	III степень огнестойкости класса С1	III степень огнестойкости классов С2 и С3. IV степень огнестойкости классов С1, С2 и С3. V степень огнестойкости
1	2	3	4	5
1	I и II степень огнестойкости. III и IV степень огнестойкости класса С0	Не нормируется для зданий категорий Г и Д 9 – для зданий (сооружений) категорий А, Б и В (см. прим.)	9	12

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы В.1

№ п/п	Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности	Расстояния между зданиями, м		
		I и II степень огнестойкости. III и IV степень огнестойкости класса С0	III степень огнестойкости класса С1	III степень огнестойкости классов С2 и С3. IV степень огнестойкости классов С1, С2 и С3. V степень огнестойкости
1	2	3	4	5
2	III степень огнестойкости класса С1	9	12	15
3	III степень огнестойкости классов С2 и С3. IV степень огнестойкости классов С1, С2 и С3. V степень огнестойкости	12	15	18

Примечание – Наименьшим расстоянием между зданиями считается расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями. При наличии конструкций зданий, выступающих более чем на 1 м и выполненных из материалов группы Г1 – Г4, наименьшим расстоянием считается расстояние между этими конструкциями.

Минимальные расстояния между резервуарами, располагаемыми в одной группе, приведены в таблице В.2.

Таблица В.2

№ п/п	Резервуары	Допустимая общая номинальная вместимость группы, куб. м	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, куб. м	Минимальное ¹⁾ расстояние между резервуарами, располагаемыми в одной группе
1	2	3	4	5
1	РВСПК	200 000	50 000 и более	30 м
2		120 000	Менее 50 000	0,5D, но не более 30 м
3	РВСП	200 000	50 000	30 м
4		120 000	Менее 50 000	0,65D, но не более 30 м
5	РВС	120 000 ²⁾	50 000 и менее	0,75D, но не более 30 м
6		80 000 ³⁾	50 000 и менее	0,75D, но не более 30 м

Примечание –
¹⁾ Между резервуарами разных типов, размеров и объемов расстояние следует принимать наибольшим из значений, установленных для этих резервуаров.
²⁾ Для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C.
³⁾ Для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 45°C и ниже.

Расстояния от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений склада приведены в таблице В.3.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица В.3

№ п/п	Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от наземных резервуаров склада категории				
		I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1	2	3	4	5	6	7
1	Сливоналивные устройства:					
	а) для морских и речным судов (сливоналивные причалы и пирсы);	75	50	50	50	50
	б) для железнодорожных (железнодорожные сливоналивные эстакады) и автомобильных цистерн	30	20	20	20	20
2	Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадей для узлов задвижек продуктовых насосных станций, узлы учета и замера, разливные, расфасовочные, канализационные насосные станции неочищенных нефтесодержащих сточных вод	30	15	15	15	10
3	Складские здания для нефтепродуктов в таре, площадки для хранения нефтепродуктов в таре и для хранения тары (бывшей в употреблении или чистой горючей), здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	30	20	20	20	15
4	Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, пожарные посты и помещения хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборных колодцев или места забора воды)	40	40	40	40	30
5	Канализационные очистные сооружения производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами):					
	а) пруды-отстойники, шламонакопители, закрытые нефтеловушки, флотационные установки вне здания (площадью зеркала 400 м ² и более), буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом 700 м ³ и более;	30	30	30	30	20
	б) флотационные установки и фильтры в зданиях, закрытые нефтеловушки (площадью зеркала менее 400 м ² буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом менее 700 м ³ , установки по отмывке осадка включая резервуары-шламосборники и озонаторные установки;	15	15	15	15	10
	в) пруды-испарители	24	24	18	15	15
6	Здания и сооружения с производственными процессами с применением открытого огня (печи для разогрева нефти, котельные, процессы сварки и т.п.), гаражи и помещения технического обслуживания автомобилей от резервуаров:					
	с легковоспламеняющимися нефтью и нефтепродуктами;	60	40	40	40	30
	с горючими нефтью и нефтепродуктами	60	30	30	30	24

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы В.3

№ п/п	Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от наземных резервуаров склада категории				
		I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1	2	3	4	5	6	7
7	Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	40	40	30
8	Технологические установки с взрывопожароопасными производствами на центральных пунктах сбора нефтяных месторождений (установки подготовки нефти, газа и воды, предварительного сброса пластовой воды)	40	40	40	40	24
9	Узлы пуска или приема очистных устройств	30	30	30	30	30
10	Край проезжей части внутренних автомобильных дорог и проездов	15	15	9	9	9
11	Прочие здания и сооружения склада	20	20	20	20	20

Примечание – Расстояние по поз. 1а определяется до ближайшей части корпуса расчетного судна, стоящего у причала, по остальным позициям:

- между зданиями и сооружениями как расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями зданий и сооружений;
- от сливноналивных устройств – от оси железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами;
- от площадок (открытых и под навесами) для сливноналивных устройств автомобильных цистерн, для насосов, тары и пр. – от границ этих площадок;
- от технологических эстакад и трубопроводов от крайнего трубопровода;
- от факельных установок – от ствола факела.

Расстояния от сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн морских и речных судов (на сливноналивных причалах) до зданий и сооружений склада (за исключением резервуаров) приведены в таблице В.4.

Таблица В.4

№ п/п	Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от сливноналивных устройств складов категории				
		I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1	2	3	4	5	6	7
1	Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадки для узлов задвижек насосных станций, узлы учета и замера, разливные, расфасовочные, складские здания для хранения нефтепродуктов в таре, здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	18 12	18 12	15 10	15 10	10 8
2	Открытые площадки для хранения нефтепродуктов в таре и чистой горючей тары, узлов приема или пуска очистных устройств	20 15	20 15	15 10	15 10	10 8

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы В.4

№ п/п	Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от сливноналивных устройств складов категории				
		I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1	2	3	4	5	6	7
3	Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборного колодца или места забора воды) пожарные посты и помещения для хранения противопожарного оборудования и огнетушащих средств	40 30	40 30	40 30	40 30	40 30
4	Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	30	30	30
5	Промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливноналивных железнодорожных эстакад	Не нормируется вне пределов эстакады и железнодорожных путей				
6	Здания и сооружения склада с производственными процессами с применением открытого огня	40 30	40 30	40 30	40 30	40 30

Примечания:

1. Расстояния, указанные над чертой, относятся к сливноналивным устройствам с легковоспламеняющимися, под чертой – с горючими нефтью и нефтепродуктами.
2. Сливоналивные устройства для автомобильных цистерн, предназначенные для слива и налива нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С, допускается размещать непосредственно у разливочных, расфасовочных и у сливноналивных железнодорожных эстакад для масел.

Минимальные расстояния по горизонтали в свету от трубопроводов для транспортирования нефти и нефтепродуктов до зданий, сооружений и инженерных сетей складов приведены в таблице В.5.

Таблица В.5

№ п/п	Здания, сооружения и инженерные сети	Наименьшее расстояние по горизонтали (в свету) от трубопроводов, м	
		надземных	подземных (в том числе в каналах, лотках)
1	2	3	4
1	Резервуары для нефти и нефтепродуктов (стенка резервуара)	3	4, но не менее глубины траншеи до фундамента резервуара
2	Фундаменты административно-бытовых зданий при давлении в трубопроводе, МПа:		
	до 2,5 включ.	12,5	5
	св. 2,5	25	10

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы В.5

№ п/п	Здания, сооружения и инженерные сети	Наименьшее расстояние по горизонтали (в свету) от трубопроводов, м	
		надземных	подземных (в том числе в каналах, лотках)
1	2	3	4
3	Фундаменты ограждения склада, прожекторных мачт, опор галерей, эстакад, трубопроводов, контактной сети и связи	1	1,5
4	Ось пути железных дорог колеи 1520 мм (внутренних) при давлении в трубопроводе, МПа:		
	до 2,5 включ,	4	4, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи
	св. 2,5	8	8, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи
5	Внутренние автомобильные дороги:		
	- бортовой камень дороги (кромка проезжей части)	1,5	1,5
	- наружная бровка кювета или подошвы насыпи дороги	1	2,5
6	Фундаменты опор воздушных линий электропередач, кВ:		
	до 1 включ. и наружного освещения	1	1,5
	св. 1 до 35 включ.	5	5
	св. 35	10	10
7	Фундаменты других зданий и сооружений склада	3	3
	то же, со стороны стен без проемов зданий I и II степеней огнестойкости	0,5	3
8	Открытые трансформаторные подстанции и распреустройства	10	10
9	Водопровод, промышленная (напорная и самотечная) канализация, водостоки (загрязненных вод)	1,5	1,5
10	Бытовая самотечная канализация, водостоки (условно чистых вод)	3	3
11	Теплопроводы (до наружной стенки канала)	1	1
12	Кабели силовые и кабели связи	1	1

Расстояния от бортового камня или кромки укрепленной обочины автомобильных дорог до зданий и сооружений приведены в таблице В.6.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Таблица В.6

№ п/п	Здания и сооружения	Расстояние, м
1	2	3
1	Наружные грани стен зданий, включая тамбуры и пристройки: а) при отсутствии въезда в здание и при длине здания до 20 м б) то же, при длине здания более 20 м в) при наличии въезда в здание двухосных автомобилей и автопогрузчиков г) при наличии въезда в здание трехосных автомобилей д) при наличии въезда в здание только электрокаров	1,5 3 8 12 5
2	Оси параллельно расположенных железнодорожных путей: 1520 (1524) мм 750 мм	3,75 3
3	Наружные грани опор эстакад и путепроводов, дымовых труб, столбов, мачт, выступающих частей зданий пилостр, контрфорсов, наружных лестниц и т.п.	0,5
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. При проектировании дорог для движения тягачей с роспусками для длинномерных грузов (бревен, балок и т. п.) на закруглениях и перекрестках указанные в таблице расстояния следует увеличивать соответственно величине свеса груза согласно требованиям главы СНиП по проектированию автомобильных дорог. 2. Расстояния от бортового камня кромки проезжей части или укрепленной полосы обочины до стволов деревьев или до кустарников должны определяться в зависимости от породы деревьев и кустарников с тем, чтобы крона деревьев с учетом ее подрезки и кустарников не нависала над проезжей частью или обочиной. 3. При ширине полосы движения двухполосной дороги менее 3,75 м и при отсутствии бортового камня или укрепленной полосы обочины расстояние в случаях предусмотренных поз. 3 таблицы должно быть не менее 4,25 м от оси дороги. При ширине автомобиля более 2,5 м указанное расстояние должно быть соответственно увеличено. 4. При въезде в цех автомобилей с прицепами, расстояние от стены цеха до дороги надлежит определять расчетом. 5. Расстояния, указанные в позициях 1«в» – 1«д» настоящей таблицы, допускается при реконструкции сокращать до 3 м при условии обеспечения безопасности дорожного движения. 		

Расстояния по горизонтали (в свету) от ближайших подземных инженерных сетей до зданий и сооружений приведены в таблице В.7.

Таблица В.7

№ п/п	Инженерные сети	Расстояние по горизонтали (в свету), м, от подземных сетей до							
		фундаментов зданий и сооружений	фундаментов ограждения опор галерей, эстакад трубопроводов, контактной сети и связи	оси пути железных дорог колеи 1520 мм, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и выемки	автодороги		фундаментов опор воздушных линий электропередачи		
					бортового камня кромки проезжей части, укрепленной полосы обочины	наружной бровки кювета или подошвы насыпи	до 1 кВ и наружного освещения	св. 1 до 35 кВ	св. 35 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Водопровод и напорная канализация	5	3	4	2	1	1	2	3
2	Самотечная канализация и водостоки	3	1.5	4	1,5	1	1	2	3

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы В 7

№ п/п	Инженерные сети	Расстояние по горизонтали (в свету), м, от подземных сетей до							
		фундаментов зданий и сооружений	фундаментов ограждения опор галерей, эстакад трубопроводов, контактной сети и связи	оси пути железных дорог колеи 1520 мм, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и выемки	автодороги		фундаментов опор воздушных линий электропередачи		
					бортового камня кромки проезжей части, укрепленной полосой обочины	наружной бровки кювета или подошвы насыпи	до 1 кВ и наружного освещения	св. 1 до 35 кВ	св. 35 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Дренажи	3	1	4	1,5	1	1	2	3
4	Газопроводы горючих газов								
	а) низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²)	2	1	3,75	1,5	1	1	5	10
	б) среднего давления св. 0,005 (0,05) до 0,3 МПа (3 кгс/см ²)	4	1	4,75	1,5	1	1	5	10
	в) высокого давления свыше 0,3 (3) до 0,6 МПа (6 кгс/см ²)	7	1	7,75	2,5	1	1	5	10
	г) высокого давления свыше 0,6 (6) до 1,2 МПа (12 кгс/см ²)	10	1	10,75	2,5	1	1	5	10
5	Тепловые сети (от наружной стенки канала, тоннеля или оболочки бесканальной прокладки)	2 (см. прим. 4)	1,5	4	1,5	1	1	2	3
6	Кабели силовые всех напряжений и кабели связи	0,6	0,5	3,25	1,5	1	0,5*	5*	10*
7	Каналы, тоннели	2	1,5	4	1,5	1	1	2	3

* Относятся только к расстояниям от силовых кабелей. Расстояние от кабелей связи надлежит принимать по специальным нормам, утвержденным Министерством связи.

Примечания:

1. В Северной строительной-климатической зоне расстояние от сетей по поз. 1, 2, 3 и 5 при строительстве с сохранением вечномерзлого состояния грунтов основания надлежит принимать по теплотехническому расчету, при строительстве, когда грунты основания используются в талом состоянии, – согласно табл.
2. Расстояние от тепловых сетей при бесканальной прокладке до здания и сооружения следует принимать как для водопровода.
3. Допускается предусматривать прокладку подземных инженерных сетей, за исключением сетей противопожарного водоснабжения и газопроводов горючих и токсичных газов, в пределах фундаментов опор и эстакад трубопроводов галерей, контактной сети при условии принятия мер исключаяющих возможность повреждения сетей в случае осадки фундаментов, а также повреждения фундаментов при аварии на этих сетях

Расстояния по горизонтали (в свету) между соседними подземными инженерными сетями при их параллельном размещении приведены в таблице В.8.

Таблица В.8

№ п/п	Инженерные сети	Расстояния по горизонтали (в свету), м, между											
		водопроводом	канализаций	дренажам или водостоками	газопроводами горючих газов				кабелями силовыми всех напряжений	кабелями связи	ТЕПЛОВЫМИ сетями		каналами, тоннелями
					низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кг/см ²)	среднего давления св. 0,005 (0,05) до 0,6 МПа (3 кгс/см ²)	высокого давления св. 0,3 (3) до 0,6 МПа (6 кгс/см ²)	высокого давления св. 0,6 (6) до 1,2 МПа (12 кгс/см ²)			наружная стенка канала, тоннеля	оболочка бесканальной прокладки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Водопровод	1,5	(см. прим. 2)	1,5	1	1	1,5	2	0,5*	0,5	1,5	1,5	1,5
2	Канализация	(см. прим. 2)	0,4	0,4	1	1,5	2	5	0,5*	0,5	1	1	1
3	Дренажные и водосточные	1,5	0,4	0,4	1	1,5	2	5	0,5*	0,5	1	1	1
4	Газопроводы горючих газов												
	а) низкого давлений до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²)	1	1	1	см. прим. 3			-	1	1	2	1	2
	б) среднего давления св. 0,005 (0,05) до 0,3 МПа (3 кгс/см ²)	1	1,5	1,5	см. прим. 3			-	1	1	2	1	2
	в) высокого давления св. 0,3 (3) до 0,6 МПа (6 кгс/см ²)	1,5	2	2	см. прим. 3			-	1	1	2	1,5	2

Окончание таблицы В.8

№ п/п	Инженерные сети	Расстоянии по горизонтали (в свету), м, между											
		водопроводом	канализаций	дренажам или водостоками	газопроводами горючих газов				кабелями силовыми всех напряжений	кабелями связи	тепловыми сетями		каналами, тоннелями
					низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кг/см ²)	среднего давления св. 0,005 (0,05) до 0,6 МПа (3 кгс/см ²)	высокого давления св. 0,3 (3) до 0,6 МПа (6 кгс/см ²)	высокого давления св 0,6 (6) до 1,2 МПа 12 кгс/см ²)			наружная стенка канала, тоннеля	оболочка бесканальной прокладки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	г) высокого давления свыше 0,6 (60,) до 1,2 МПа (12 кгс/см ²)	2	5	5	см. прим. 3			-	2	1	4	2	4
5	Кабели силовые всех напряжений	0,5*	0,5*	0,5*	1	1	1	2	0,1-0,5*	0,5	2	2	2
6	Кабели связи	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	0,5	-	1	1	1
7	Тепловые сети												
	а) наружная стенка канала, тоннеля	1,5	1	1	2	2	2	4	2	1	-	-	2
	б) оболочка бесканальной прокладки	1,5	1	1	1	1	1,5	2	2	1	-	-	2
8	Каналы, тоннели	1,5	1	1	2	2	2	4	2	1	2	2	-

*□ В соответствии с требования ПУЭ.

Примечания:

1. Расстояния от канализации до хозяйственно-питьевого водопровода должны приниматься: до водопровода из железобетонных и асбестоцементных труб, прокладываемых в глинистых грунтах – 5 м, в крупнообломочных и песчаных грунтах – 10 м; до водопровода из чугунных труб диаметром до 200 мм – 1,5 м, диаметром более 200 мм-3м; до водопровода из пластмассовых труб – 1,5 м. Расстояние между сетями канализации и производственного водопровода независимо от материала и диаметра труб, а также от номенклатуры и характеристики грунтов должно быть не менее 1,5 м.
2. При совместном размещении в одной траншее двух и более газопроводов горючих газов расстояния между ними в свету должны быть для труб диаметром: до 300 мм – 0,4 м, более 300 мм – 0,5м.
3. В таблице указаны расстояния до стальных газопроводов.
Размещение подземных газопроводов из неметаллических труб следует предусматривать в соответствии с главой СНиП по проектированию внутренних и наружных устройств газоснабжения.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение Г (обязательное)

Требования к сигнальным цветам и знакам безопасности

Г.1 Общие положения

Г.1.1 Сигнальные цвета, знаки безопасности и сигнальная разметка должны применяться для привлечения внимания людей, находящихся на территории НПС, к опасности, опасной ситуации, предостережения в целях избегания опасности, сообщения о возможном исходе в случае пренебрежения опасностью, предписания или требования определенных действий, а также для сообщения необходимой информации.

Г.1.2 Места размещения (установки) и размеры знаков безопасности на оборудовании, машинах, механизмах и т.п. должны устанавливаться в конструкторской документации.

Г.1.3 Графические символы и поясняющие надписи на знаках безопасности должны соответствовать ГОСТ Р 12.4.026.

Г.2 Сигнальные цвета

В качестве сигнальных цветов должны использоваться красный, желтый, синий и зеленый, для усиления зрительного восприятия которых должны применяться контрастные цвета – черный и белый в соответствии с таблицей Г.1.

Таблица Г.1 – Смысловое значение, область применения сигнальных цветов и соответствующие им контрастные цвета

№ п/п	Сигнальный цвет	Смысловое значение	Область применения	Контрастный цвет
1	2	3	4	5
1	Красный	Запрещение	Запрещение опасного поведения или действия	Белый
		Непосредственная опасность	Обозначение непосредственной опасности	
		Аварийная или опасная ситуация	Сообщение об аварийном отключении или аварийном состоянии оборудования (технологического процесса)	
		Пожарная техника, средства противопожарной защиты, их элементы	Обозначение и определение мест нахождения пожарной техники, средств противопожарной защиты, их элементов	
2	Желтый	Возможная опасность	Обозначение возможной опасности, опасной ситуации	Черный
			Предупреждение, предостережение о возможной опасности	
3	Зеленый	Безопасность, безопасные условия	Сообщение о нормальной работе оборудования, нормальном состоянии технологического процесса	Белый флуоресцирующий
		Помощь, спасение	Обозначение пути эвакуации, аптек, кабинетов, средств по оказанию первой медицинской помощи	

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы Г.1

№ п/п	Сигнальный цвет	Смысловое значение	Область применения	Контрастный цвет
1	2	3	4	5
4	Синий	Предписание во избежание опасности	Требование обязательных действий в целях обеспечения безопасности	Белый
		Указание	Разрешение определенных действий	

Г.3 Знаки безопасности

Г.3.1 Знаки безопасности должны подразделяться на основные, дополнительные, комбинированные и групповые.

Г.3.2 Основные знаки безопасности должны содержать однозначное смысловое выражение требований по обеспечению безопасности. Основные знаки используются самостоятельно или в составе комбинированных и групповых знаков безопасности.

Дополнительные знаки безопасности должны содержать поясняющую надпись, их используют в сочетании с основными знаками.

Комбинированные и групповые знаки безопасности должны состоять из основных и дополнительных знаков и являться носителями комплексных требований по обеспечению безопасности.

Знаки пожарной безопасности, размещенные на пути эвакуации, а также эвакуационные знаки безопасности должны быть выполнены с внешним или внутренним освещением (подсветкой) от аварийного источника электроснабжения или (и) с применением фотолюминесцентных материалов.

Г.3.3 Материалы для изготовления знаков безопасности должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 12.4.026.

Г.3.4 Знаки с внешним или внутренним электрическим освещением для пожароопасных и взрывоопасных помещений должны быть выполнены в пожаробезопасном и взрывозащищенном исполнении соответственно, а для взрывопожароопасных помещений – во взрывозащищенном исполнении.

Г.3.5 Знаки безопасности, размещенные на воротах и на (над) входных(ми) дверях(ми) помещений, означают, что зона действия этих знаков распространяется на всю территорию и площадь за воротами и дверями.

Г.3.6 Размещение знаков безопасности на воротах и дверях следует выполнять таким образом, чтобы зрительное восприятие знака не зависело от положения ворот или дверей (открыто, закрыто). Эвакуационные знаки безопасности «Выход» и «Запасный выход» должны размещаться только над дверями, ведущими к выходу.

Г.3.7 Знаки безопасности, установленные у въезда (входа) на объект (участок), означают, что их действие распространяется на объект (участок) в целом.

Г.3.8 При необходимости ограничить зону действия знака безопасности соответствующее указание следует приводить в поясняющей надписи на дополнительном знаке.

Г.4 Основные и дополнительные знаки безопасности

Г.4.1 Группы основных знаков безопасности

Основные знаки безопасности необходимо разделять на следующие группы:

- а) запрещающие знаки;
- б) предупреждающие знаки;
- в) знаки пожарной безопасности;
- г) предписывающие знаки;
- д) эвакуационные знаки и знаки медицинского и санитарного назначения;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

е) указательные знаки.

Г.4.2 Геометрическая форма, сигнальный цвет, смысловое значение основных знаков безопасности должны соответствовать таблице Г.2.

Таблица Г.2 – Геометрическая форма, сигнальный цвет и смысловое значение основных знаков безопасности

№ п/п	Группа	Геометрическая форма	Сигнальный цвет	Смысловое значение
1	2	3	4	5
1	Запрещающие знаки	Круг с поперечной полосой 	Красный	Запрещение опасного поведения или действия
2	Предупреждающие знаки	Треугольник 	Желтый	Предупреждение о возможной опасности. Осторожность. Внимание
3	Предписывающие знаки	Круг 	Синий	Предписание обязательных действий во избежание опасности
4	Знаки пожарной безопасности*	Квадрат или прямоугольник 	Красный	Обозначение и указание мест нахождения средств противопожарной защиты, их элементов
5	Эвакуационные знаки и знаки медицинского и санитарного назначения	Квадрат или прямоугольник 	Зеленый	Обозначение направления движения при эвакуации. Спасение, первая помощь при авариях или пожарах. Надпись, информация для обеспечения безопасности
6	Указательные знаки	Квадрат или прямоугольник 	Синий	Разрешение. Указание. Надпись или информация

* Знаки пожарной безопасности в соответствии с НПБ 160-97.

Г.4.3 Цветографические изображения, соотношение размеров, смысловые значения и места размещения запрещающих, предупреждающих, предписывающих, эвакуационных, указательных, дополнительных знаков и знаков пожарной безопасности должны соответствовать ГОСТ Р 12.4.026.

Г.4.4 Дополнительные знаки безопасности должны использоваться в сочетании с основными знаками безопасности и применяться в случаях, когда требуется уточнить, ограничить или усилить действие основных знаков безопасности, а также для информации.

Г.4.5 Комбинированные знаки безопасности должны иметь прямоугольную форму и содержать одновременно основной знак безопасности и дополнительный знак с поясняющей надписью.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение Д (рекомендуемое) Габаритные размеры зданий и сооружений НПС

Т а б л и ц а Д.1 - Основные габаритные размеры помещений зданий и сооружений НПС

№ п/п	Наименование зданий, помещений, сооружений	Габариты, м			Примечание
		длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6
Производственный блок					
1	Здание магистральной насосной	54,0-90,0	12,0-18,0	6,8-9,6	
2	Здание маслосистемы	12,6	6,0	3,8	
	в том числе: - маслоприямки в кессоне	8,5	4,8	3,8	
3	Блок системы сглаживания волн давления (ССВД)	12,0	4,5	4,5	
4	КТП и ЩСУ	12,0-15,0	6,0	4,5	
5	ЩСУ	9,0-12,0	6,0	4,5	
6	Здание операторной, ЗРУ, КТП	48,0-57,0	12,0	4,5	
7	Здание ЧРП	21,0-36,0	18,0-30,0	5,0-6,0	
8	Здание насосной станции пожаротушения	36,0*	18*	6,6*	С учетом склада пенообразователя
9	Склад хранения нормативного запаса пенообразователя	6	18	6,6	
10	Помещение с электроприводными задвижками	4,5*	6,0*	3,0*	
11	Технологическое помещение при резервуарах противопожарного запаса воды	6,0	4,0	4,5	
12	Технологическое помещение при резервуарах статического отстоя	3,0	3,0-4,5	2,5	
13	Технологическое помещение при резервуарах-накопителях сточных вод	3,0	6,0	3,0	
14	Химико-аналитическая лаборатория	12,0-24,0**	12,0	3,6	
15	Эколого-аналитическая лаборатория	12,0-18,0**	12,0	3,6	
16	Метрологическая лаборатория	24,0**	12,0	3,6	
17	Лаборатория испытательного (аналитического) контроля	12,0-24,0	12,0	3,6	

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы Д.1

№ п/п	Наименование зданий, помещений, сооружений	Габариты, м			Примечание
		длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6
18	Эколого-аналитическая лаборатория. Метрологическая лаборатория	36,0**	12,0	3,6	
19	Склад испытательной (аналитической) лаборатории	6,0-15,0	6,0	3,0	
20	Склад эколого-аналитической лаборатории	6,0	3,0	3,0	
Административно-хозяйственный блок					
21	Станция биологической очистки сточных вод	12,0-18,0	6,0-9,0	3,0-4,5	
22	Станция очистки производственно-дождевых сточных вод	21,0-42,0**	15,0-27,0	9,0	
23	Насосная станция оборотного водоснабжения	15,0-27,0	9,0-21,0	5,0-6,0	
24	Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения	9,0-21,0	6,0-9,0	4,5	
25	Здание закрытой стоянки техники с ремонтным блоком. Мойка автотранспорта с системой оборотного водоснабжения. Склад оборудования запасных частей. КТП и ЦСУ	66,0-102,0**	12,0-24,0	5,8	
26	Здание закрытой стоянки техники с ремонтным блоком. Склад оборудования запасных частей	60,0-81,0**	12,0	5,8	
27	Пожарный бокс, для размещения пожарного автомобиля, пожарного оборудования и материалов	18	18	5,8	
28	Здание закрытой стоянки техники с ремонтным блоком. Склад ЛАЭС (ЛРН)	33,0**	12,0	5,8	
29	Закрытая стоянка техники	18,0	9,0	4,5	
30	Склад оборудования и запчастей. Производственная мастерская	36,0	18,0	6,6	Всего/этажа
31	Склад горюче-смазочных материалов	6,0	6,0	3,0	
32	Склад материально-технического снабжения (МТС)	6,0	6,0	3,0	
33	Служебно-бытовой корпус с узлом связи	27,0-54,0**	12,0	3,6	этажа

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы Д.1

№ п/п	Наименование зданий, помещений, сооружений	Габариты, м			Примечание
		длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5	6
34	Служебно-бытовой корпус	27,0-42,0**	12,0	3,6	этажа
35	Бытовой корпус. Столовая	42,0-56,0**	13,0	3,6	этажа
36	Вахтовый жилой корпус со столовой	48,00-81,0**	12,0	3,6	этажа
37	Вахтовый жилой корпус	48,00-75,0**	12,0	3,6	этажа
38	Служебно-бытовой корпус линейной службы сети связи:	12,0	12,0	3,6	
39	Служебные помещения подразделения охраны объекта Состав помещений и их площади определяются исходя из требований РД-13.310.00-КТН-072-12	18,0*	12,0*	3,0*	
40	Котельные				
	- блочно-модульная котельная установка мощностью 4 МВт	18,0	3,2	3,7	
	- блочно-модульная котельная установка мощностью 2 МВт	12,0	3,2	3,7	
41	Резервуар для хранения топлива объемом 17+3 м ³ (на металлической площадке размерами 10,5 на 9,0 на отм. +3,60)	6,8	∅ 2,0	3,0	
42	Склад кислородных баллонов	3,0	2,0	2,3	
43	Склад пропановых баллонов	3,0	2,0	2,3	
44	Площадка для складирования труб	12,0	6,0		
Внеплощадочные здания					
45	Насосная I подъема воды	3,0	3,0	3,0	
46	Пожарное депо	42,0-66,0*	18,0-24,0*	7,5*	
<p>* габариты допускается изменять с учетом конкретных защищаемых объектов ** габариты допускается изменять с учетом штатного расписания и задания на проектирование Примечание – В колонке «Габариты» при указании одного числа приведен рекомендуемый максимальный размер сооружения, при указании двух чисел – минимальный и допустимый максимальный размеры</p>					

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение Е (обязательное) Расчет уставок токовых защит оборудования

Е.1 Расчет дифференциальной защиты двигателей

Дифференциальная токовая защита должна устанавливаться на ЭД, если токовая отсечка оказывается не достаточно чувствительной и мощность защищаемого двигателя более 2000 кВт.

Т а б л и ц а Е. 1

№ п/п	Параметры	Формулы	Значения
1	2	3	4
Исходные данные			
1	Номинальный ток двигателя, А	I_n	
2	Коэффициент схемы включения реле	$k_{сх}$	
3	Коэффициент трансформации ТТ	$k_{тт}$	
4	Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{н2} = k_{сх} \cdot I_n / k_{тт}$	
5	Коэффициент отстройки	$k_{отс}$	
6	Пределы регулирования напряжения на двигателе	$\Delta U_{рег}$	
7	Коэффициент, учитывающий переходный процесс	$k_{пер}$	
8	Относительная погрешность выравнивания токов плеч	$\Delta f_{выр}$	
9	Предельная уставка второй точки перегиба характеристики срабатывания модуля	$I_{2тр} / I_n$	
10	Полная погрешность ТТ в установившемся режиме	ε	
Расчетные данные (в относительных единицах)			
11	Базисная величина	Номинальный ток двигателя на стороне 10 кВ	
12	Минимально возможная базовая уставка	$p = 0,5 \cdot k_{отс} (\varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})$	
13	Расчетный ток небаланса	$I_{н.б.расч.} = \varepsilon \cdot k_{пер} + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}$	
14	Расчетный коэффициент пуска	$S_{расч.} \geq (k_{отс} \cdot I_{н.б.расч.} \cdot I_B - p) / I_B - 0,5$, где $I_B = 2$	
15	Окончательная уставка второй точки перегиба характеристики срабатывания модуля	$I_{2тр} / I_n$	
16	Окончательный коэффициент пуска	$S \geq 1,5 \cdot S_{расч.} - 0,5$	

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы Е.1

№ п/п	Параметры	Формулы	Значения
1	2	3	4
17	Проверка отстройки от тока небаланса установившегося режима при $I_B=1$	$p+0,5 \cdot S > k_{отс}(\varepsilon + \Delta U_{пер} + \Delta f_{выр})$	
18	Базовая уставка, %	P/I_n	
19	Коэффициент пуска, %	S	
20	Уставка второй точки перегиба характеристики срабатывания модуля	I_{2tp}/I_n	
21	Ток срабатывания модуля, А	$I_{ср.п.} = (P/I_n) \cdot I_{н2}$	

Е.2 Расчет МТЗ токов отсечки двигателей

Таблица Е.2

№ п/п	Наименование защиты	Величина первичного тока, от которого отстраивается МТЗ (токовая отсечка), А	Ток срабатывания защиты, А		Уставка времени t_y, c	Проверка чувствительности защиты $k_{ц} = \frac{0,87 \cdot I_{k1}^{min}}{I_{сз}} \geq 1,5$
			первичный	вторичный		
1	2	3	4	5	6	7
1	МТЗ двигателя	I_n	$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} I_{сз}$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$		
2	ТО двигателя	I_n	$I_{сз} = k_H k_{п} I_n$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$		
3	ТЗ нулевой послед-ти двигателя	$I_{с.дв}$ - Емкостной ток двигателя $I_{с.каб}$ - Емкостной ток кабельной линии до двигателя	$I_{с.фид.мах} = I_{с.дв} + I_{с.каб}$	$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.фид.мах}$		

Е.3 Принятые при расчетах сокращения:

k_H -коэффициент надежности несрабатывания защиты;

k_B -коэффициент возврата максимальных реле тока;

$k_{сх}$ -коэффициент схемы включения защит;

$k_{тт}$ -коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$k_{п}$ -кратность пускового тока двигателя;

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

$k_{отс}$ -коэффициент отстройки;

$k_{бр}$ -коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент времени замыкания на землю;

$k_{ц}$ -коэффициент чувствительности релейной защиты;

$I_{к1}^{min}$ -значение тока К.З. на шинах 10 кВ. Величина тока зависит от величины тока К.З. на шинах 110 кВ. При получении данных от энергосистемы значение должно быть пересчитано.

Е.4 Расчет токовых защит КТП

Таблица Е.3

№ п/п	Наименование защиты	Величина первичного тока, от которого отстраивается МТЗ (токовая отсечка), А	Ток срабатывания защиты, А		Уставка времени t _y , с	Проверка чувствительности защиты $k_{ц} = \frac{0,87 \cdot I_{к1}^{min}}{I_{сз}} \geq 1,5$
			Первичный	Вторичный		
1	2	3	4	5	6	7
1	МТЗ КТП 2×630 кВ·А	I_H	$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} I_H$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$	0,5	
2	ТО КТП 2×630 кВ·А	$I_{кз} = I_{к2}^*$	$I_{сз} = k_H I_{кз}$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$	-	
3	ТЗ нулевой послед-ти кабельной линии 10 кВ до КТП	$I_{с.каб}$ - Емкостной ток кабельной линии до КТП	$I_{с.фид.маx} = I_{с.каб}$	$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.фид.маx}$	0,5	-
4	МТЗ отходящей ВЛ 10 кВ	$I_H = \frac{S}{\sqrt{3}U}$	$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} I_H$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$	0,5	
5	ТО отходящей ВЛ 10 кВ	$I_{кз} = I_{кз}^*$	$I_{сз} = k_H I_{кз}$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$	-	
6	ТЗ нулевой послед-ти кабельной линии до ВЛ 10 кВ	$I_{с.каб}$ - Емкостный ток кабельной линии	$I_{с.фид.маx} = I_{с.каб}$	$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.фид.маx}$	0,5	

Примечания

1 Уставку АПВ отходящей ВЛ 10 кВ по времени принять равной t, с.

2 Отключение вводов от УРОВ принять через t, с.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Е.5 Расчет токовых защит конденсаторной установки

Таблица Е.4

Наименование защиты	Величина первичного тока, от которого отстраивается МТЗ (токовая отсечка), А	Ток срабатывания защиты, А		Уставка времени t_y, c	Проверка чувствительности защиты $k_{ц} = \frac{0,87 \cdot I_{к1}^{min}}{I_{сз}} \geq 1,5$
		Первичный	Вторичный		
1	2	3	4	5	6
ТО конденсаторной установки	I_H	$I_{сз} = k I_H$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$	-	
Защита от повышения напряжения конденсаторной установки	U_H	$U_{сз}$	$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{k_{тн}}$	3-5 мин	
ТЗ нулевой послед-ти кабельной линии до конденсаторной установки	$I_{с.каб} -$ Емкостной ток кабельной линии до конденсаторной установки	$I_{с.фид.макс} = I_{с.каб}$	$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.фид.макс}$	0,5	-
Специальная защита нулевой последовательности трансформатора КТП	$I_H = \frac{S}{\sqrt{3}U}$	$I_{сз} \geq 0,5 \cdot I_{H0,4кВ}$	$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_{тт}} I_{сз}$	-	

Е.6 Принятые при расчетах обозначения и их значения:

k_H - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

k_B - коэффициент возврата максимальных реле тока;

$k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_{сх}$ - коэффициент схемы включения защит;

$k_{тт}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$k_{ч}$ - коэффициент чувствительности релейной защиты;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$k_{бр}$ - коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент времени замыкания на землю;

$I_{к2}^*$ - ток короткого замыкания в точке К2. Значение тока зависит от величины тока К.З. на шинах 110 кВ. При получении данных от энергосистемы значения токовых уставок должны пересчитываться;

$I_{к3}^*$ - ток короткого замыкания в точке К3. Значение тока зависит от величины тока К.З. на шинах 110 кВ. При получении данных от энергосистемы значения токовых уставок должны пересчитываться.

$I_{к1}^{min}$ - значение тока К.З. на шинах 10 кВ. Величина тока зависит от величины тока К.З. на шинах 110 кВ. При получении данных от энергосистемы значение должно быть пересчитано.

Приложение Ж (обязательное) Расчет электрических нагрузок

Таблица Ж.1

Наименование	Число фаз	Напряжение переменного тока	Подключенная нагрузка, кВт	Коэффициент использования	Рабочая нагрузка, кВт	cos φ	tg φ	Q, квар	S, кВА	Jp, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Установленная мощность определяется по формуле:

$$P_n = P_{n1} + P_{n2} + \dots + P_{ni}, \quad (\text{Ж.1})$$

где P_{ni} – номинальная мощность $i^{\text{го}}$ приёмника, кВт.

Расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_p = P_n * K_n, \quad (\text{Ж.2})$$

$$Q_p = P_p * \text{tg}\varphi_{\text{см}}, \quad (\text{Ж.3})$$

где K_n – коэффициент использования;

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент мощности.

Значение K_n и $\text{tg}\varphi$ определяются по справочным данным.

Расчетный ток для групп электроприемников определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_H}. \quad (\text{Ж.4})$$

Приложение II (обязательное)

Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования

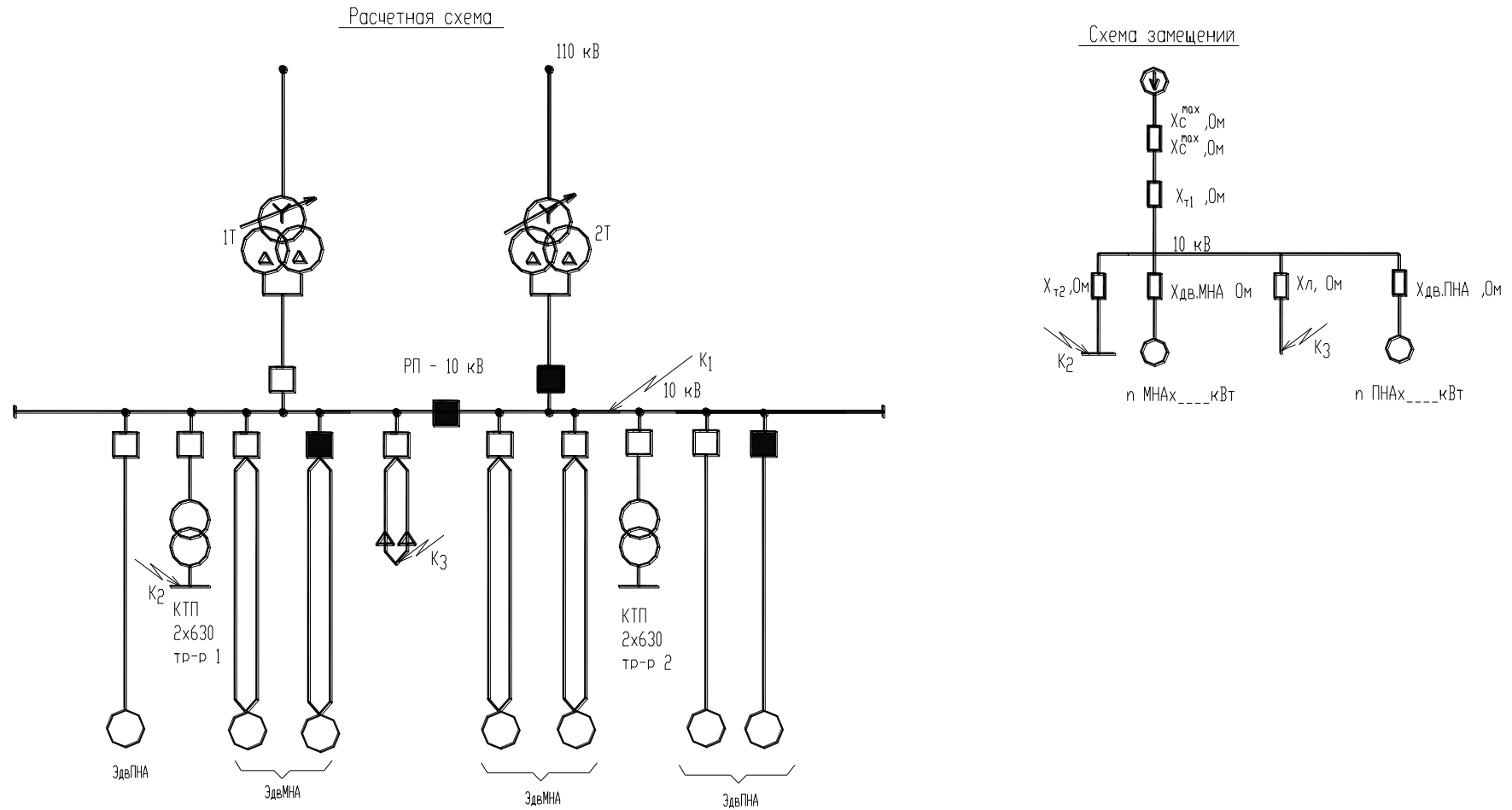


Рисунок И.1

И.1 Расчет параметров схемы замещения

Сопротивление системы на стороне 110 кВ и приведенное к стороне 10 кВ Сопротивление и ток И.3. от системы до точки И.3. K_1 (шины ЗРУ-10 кВ):

$$X_{C110}^{\min} = \frac{U_{Б110}}{\sqrt{3} \cdot I_{K110}^{\max}}, \quad (\text{И.1})$$

$$X_{C110}^{\max} = \frac{U_{Б110}}{\sqrt{3} \cdot I_{K110}^{\min}} \quad (\text{И.2})$$

$$X_{T1} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{Б10}^2}{S_H} \quad (\text{И.3})$$

$$X_{C10}^{\max} = X_{C110}^{\max} \frac{U_{Б10}^2}{U_{Б110}^2} \quad (\text{И.4})$$

$$X_{C10}^{\min} = X_{C110}^{\min} \frac{U_{Б10}^2}{U_{Б110}^2} \quad (\text{И.5})$$

$$X_{T2} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{Б10}^2}{S_H} \quad (\text{И.6})$$

$$X_{K1}^{\max} = X_{T1} + X_{C10}^{\max} \quad (\text{И.7})$$

$$X_{K1}^{\min} = X_{T1} + X_{C10}^{\min} \quad (\text{И.8})$$

$$I_{K3.K1}^{\max} = \frac{U_{Б10}}{\sqrt{3} \cdot X_{K1}^{\max}} \quad (\text{И.9})$$

И.2 Сопротивление и пусковой ток двигателей:

$$I_{K3.K1}^{\min} = \frac{U_{Б10}}{\sqrt{3} \cdot X_{K1}^{\min}} \quad (\text{И.10})$$

И.3 Технические характеристики ЭД МНА и ПНА определяются в соответствии с паспортными данными на ЭД:

$$I_{K3.K1} = I_C'' = I_\infty \quad (\text{И.11})$$

И.4 Ток на шинах 10 кВ с учетом пускового тока двигателей МНА и ПНА

$$I'' = I_{П0} = I_C'' + I_{ДВ.МНА} + I_{ДВ.ПНА} \quad (\text{И.12})$$

И.5 Сквозной (ударный) ток короткого замыкания (наибольший пик):

$$I_{уд} = 2,55 \cdot I_C'' + 1,98 \cdot (I_{ДВ.МНА} + I_{ДВ.ПНА}) \quad (\text{И.13})$$

И.6 Ток термической стойкости:

$$I_t = I'' \cdot \sqrt{\frac{T_\phi}{n_{ДВ}}} \quad (\text{И.14})$$

$$B'' = \frac{I''}{I_C} \quad (\text{И.15})$$

Таблица И.1 – Выбор трансформаторов тока термической и динамической стойкости (периодическая составляющая сквозного тока И.3.)

Показатели выбора	Ток ударный $I_{уд}$, кА	Ток термической стойкости I_t , кА
Расчетные данные		
Каталожные данные		
Мин. коэффициент трансформации ТТ		

$$T_{\phi} = t_{P.3} + 0,05 \cdot (B'')^2 \quad (\text{И.16})$$

И.7 Сопротивление и ток И.З. в точке К2:

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{T2}^* \quad (\text{И.17})$$

$$I_{K3K2} = \frac{U_{B10}}{\sqrt{3} \cdot X_{K2}} \quad (\text{И.18})$$

И.8 Сопротивление и ток И.З. в точке К3:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L_{Л} \quad (\text{И.20})$$

$$X_{K3} = X_{K1} + X_{Л} \quad (\text{И.21})$$

$$I_{K3K3} = \frac{U_{B10}}{\sqrt{3} \cdot X_{K3}} \quad (\text{И.22})$$

Т а б л и ц а И. 2 – Выбор выключателей

Показатели прибора	$I_{ПО}$	$I_{ОТКЛ}$	$I_{УД}$
Расчетные данные			
Каталожные данные			
Тип выбранного выключателя			

И.9 Расчет однофазного замыкания на землю:

$$I_C = I_{СКК} + I_{СВЛ} + I_{СДВ} \quad (\text{И.23})$$

$$I_{СКЛ} = \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{10} \quad (\text{И.24})$$

$$I_{СВЛ} = \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{350} \quad (\text{И.25})$$

$$I_{СДВ} = n \cdot 0,03 \cdot \frac{P_{НДВ}}{\cos \varphi \cdot \eta} \quad (\text{И.И.26})$$

Минимальный коэффициент трансформации трансформаторов тока – ктт

Выбор минимального допустимого сечения кабеля по термической стойкости

Минимальное сечение кабеля с медными жилами

$$S_{\min} = \frac{I_{\infty}}{168} \cdot \sqrt{T_{\phi}} \quad (\text{И.19})$$

Выбираем большее значение – S_{\min} .

Минимальное значение кабелей с медными жилами – S_{\min} .

1 Сопротивления на схеме замещения выражены в Омах и приведены к напряжению U_B .

2 Минимальный коэффициент трансформации трансформаторов тока – 100/5.

3 Минимальное значение кабелей с медными жилами – S_{\min} .

4  Выключатель отключен.

Таблица И.3 – Выбор и проверки высоковольтных выключателей

Номер ячейки, наименование присоединения	Оборудование	По номинальному току		По отключающей способности		По динамической стойкости		По термической стойкости				
		$I_{ном} \geq I_{ном. расч}$		$i_{о.ном} \geq i_{п.о. расч}$		$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$		$V_{тер.доп.} \geq V_{к расч}$				
		Номинальный ток	Номинальный расчетный ток	$i_{о.ном}$, кА (каталожные данные)	$i_{п.о. расч.}$ кА (расчетные данные)	$i_{пр.скв}$ кА (каталожные данные)	$i_{уд}$ кА (расчетные данные)	$t_{откл}=t_3+t_0$, с	$I_{тер,ном}$, кА (каталожные данные)	$V_{тер.доп.} = I_{тер,ном}^2 \cdot T_{откл}$, кА ² с	$V_{к расч}$, кА ² с $V_{к расч} = i_{п.о. расч}^2 (t_{откл} + T_{о.зк})$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

Таблица И.4 – Таблица выбора защитных аппаратов для автоматического отключения питания и расчет потери напряжения в питающем кабеле

Место установки	Обозначение аппарата (линии)	Расчетный ток линии, А	Коэффициент мощности линии Cos φ	Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, In, А	Номинальный ток максимального расцепителя, Inр, А	Ток отсечки магнитного расцепителя, Iотс, А	Характеристика отходящей линии			Ток однофазного КЗ, А	Сопротивление петли «ф-0»	Время срабатывания максимального расцепителя, tср, с	Момент нагрузки линий, кВт*М	Потеря напряжения в линии, %	Примечание
								Марка	Сечение	Длина, м						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица И.5 – Таблица выбора мощности трансформатора

Наименование	cosφ/tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
1	2	3	4	5	6

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение К (обязательное)

Категории основных электроприемников НПС по надежности электроснабжения

Таблица К.1 – Категории основных электроприемников НПС по надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
1	Магистральные насосы:			-
	а) головной НПС;	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
	б) промежуточной НПС с РП или без РП.	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
2	Коллектор задвижек магистральных насосов	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации.
3	Подпорная насосная: а) головной НПС; б) промежуточной НПС с РП	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
4	Коллектор задвижек подпорных насосов	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации.
5	Узел регулирования (кроме задвижек, участвующих в общестанционных защитах)	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
6	Узлы технологических задвижек (кроме задвижек, участвующих в общестанционных защитах)	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
7	ССВД (кроме задвижек, участвующих в общестанционных защитах)	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
8	СИКН: а) коммерческий	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
	б) оперативный	I	Время на АВР, но не более 3 с.	

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы К.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
9	ТПУ	I	Не более суток	
10	Блок откачки из сборника утечек, разгрузки и сброса ударной волны	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
11	Маслосистема	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
12	Маслонасосы индивидуальных агрегатных маслосистем	Особая группа I	Не допускается.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации. Аварийное питание маслонасосов от агрегатов бесперебойного питания.
13	Система подпора воздуха в электропомещениях, электрозалы, приточные венткамеры, обслуживающие взрывоопасные зоны, в тамбуры-шлюзы, в оболочки электрооборудования с видом взрывозащиты «р»	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации
14	Система отопления, вентиляции и кондиционирования, в т.ч. взрывоопасных зон	Аналогично категории надежности и допустимому времени перерыва питания, предусмотренных для основных электроприемников технологического и /или инженерного обслуживаемого здания, помещения, сооружения		Согласно СП 60.13330.2012
15	Аварийная вентиляция из взрывоопасных зон	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы К.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
16	Собственные нужды ДЭС (при наличии)	Особая группа I	Не допускается.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации
17	Очистные сооружения канализации	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
18	Сооружения водоснабжения (насосные, артскважины, водонапорные башни)	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
19	Задвижки, участвующие в общестанционных защитах	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации.
20	Задвижки защиты резервуара от перелива	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации.
21	Оборудование резервуара (хлопушки, мешалки)	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
22	Узел связи (аппаратура связи)	Особая группа I	Не допускается	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации. Аварийное питание от агрегатов бесперебойного питания.
23	Станция радиорелейной связи (радиоаппаратура)	Особая группа I	Не допускается	
24	Станция спутниковой связи	Особая группа I	Не допускается	
25	Системы контроля, управления, измерения передачи и сохранения информации (системы автоматизации, телемеханизации НПС и автоматического пожаротушения НПС, водоорошения резервуаров)	Особая группа I	Не допускается	

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Продолжение таблицы К.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
26	Станция катодной защиты	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
27	Котельные (системы автоматики, горелки, насосы, вентиляторы, дымососы и т.п.) при НПС	Особая группа I	Не допускается	Работа одного котла должна быть обеспечена в течение не менее 1 суток от автономного источника питания
28	Котельные (системы автоматики, горелки, насосы, вентиляторы, дымососы и т.п.) жилых комплексов объектов МНС	II	От времени на АВР (3 с) до 4 ч, в зависимости от климатических районов	Работа одного котла должна быть обеспечена в течение не менее 1 суток от автономного источника питания
29	Вспомогательные сооружения (мастерские, гаражи, склады, лаборатории, столовая, вахтовый жилой комплекс)	III	Не более суток	
30	Электроприемники узла подключения станции (кроме «секущих» задвижек и систем автоматизации, телемеханизации)	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
31	Вертолетная площадка, ППРБ	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
32	Электроприёмники системы пожаротушения, водоорошения резервуаров (за исключением систем автоматизации пожаротушения НПС, водоорошения резервуаров)	I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров.	
33	35 Пожарная, охранная сигнализация, система оповещения о пожаре	Особая группа I	Не допускается	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации. Аварийное питание от агрегатов бесперебойного питания.

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Окончание таблицы К.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	
1	2	3	4	
34	Электрическое освещение производственных и складских зданий и сооружений:			
	а) рабочее	В зависимости от категории электроприемников основного технологического и (или) инженерного оборудования назначения здания (сооружения)	Согласно указаниям СНиП 23-05-95*	
	б) освещение безопасности	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
	в) освещение эвакуационное	Особая группа I	Не допускается	В качестве третьего независимого источника используется встроенная аккумуляторная батарея.
35	Освещение территорий:			
	а) НПС	I	Время на АВР, но не более 3 с.	При выходе из работы основных источников питания все светильники должны быть запитаны от аварийного источника
	б) охранное освещение	I	Время на АВР, но не более 3 с.	
36	Комплекс технических средств охраны	Особая группа I	Время на АВР, но не более 3 с – при переключении фидеров. Время пуска ДЭС, но не более 30 с – при отключении двух фидеров.	В качестве третьего независимого источника используется ДЭС 3 степени автоматизации. Аварийное питание от агрегатов бесперебойного питания. КТСО должен быть запитан в дежурном режиме не менее 3 ч и не менее 1 ч в режиме ТРЕВОГА

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Приложение Л (обязательное)

Классы взрывоопасных и пожароопасных зон, категории помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица Л.1

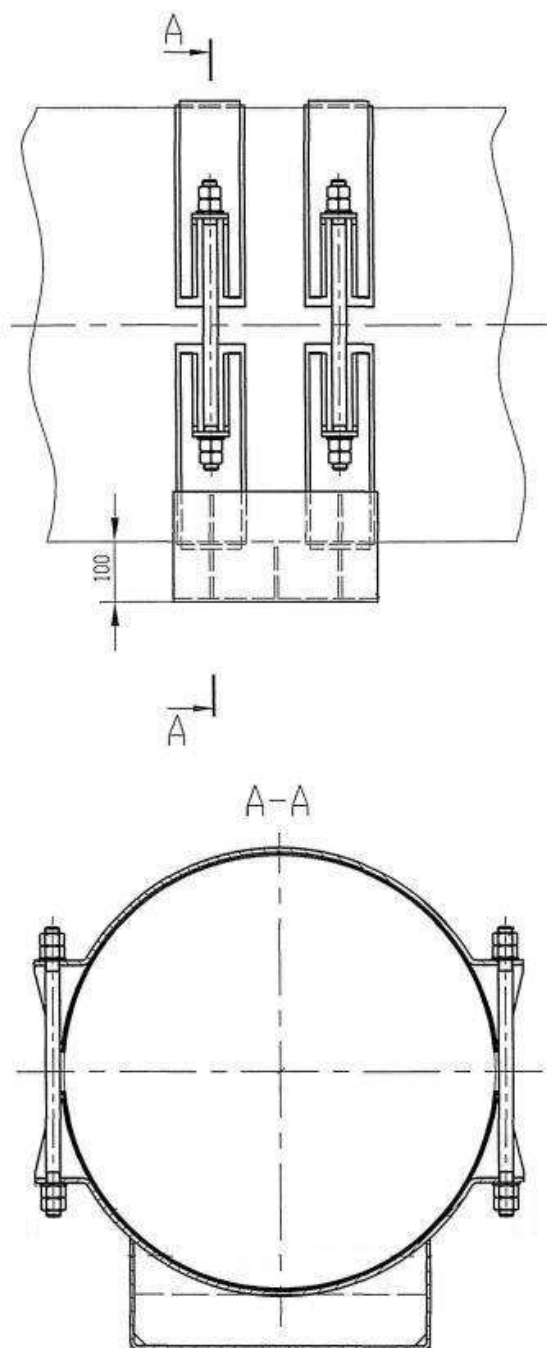
№ п/п	Наименование помещений и наружных установок	Категории помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Классы взрывоопасных и пожароопасных зон по		
			ФЗ [6]	ГОСТ Р 51330.9	ПУЭ
1	2	3	4	5	6
Основные производственные помещения и наружные установки					
1	Магистральная насосная	А	2	2	В-1а
2	Резервуары для нефти	АН	0, 1, 2	0, 1, 2	В-1г
3	Подпорная насосная	АН	2	2	В-1г
4	Маслосистема	В	П-І	-	П-І
5	ФГУ	АН	2	2	В-1г
6	Регуляторы давления	АН	2	2	В-1г
7	Блок ССВД	А	2	2	В-1а
8	Предохранительные клапаны	АН	2	2	В-1г
9	Насосы откачки утечек	АН	2	2	В-1г
10	Узлы задвижек, технологические колодцы	АН	2	2	В-1г
11	Вытяжные вентиляционные камеры взрывопожароопасных зон	По категориям обслуживаемых помещений			
12	Приточные вентиляционные камеры в отдельных помещениях при наличии на воздуховодах противопожарных клапанов	Д	Не нормируется		
Вспомогательные сооружения					
13	Котельные	Г	Не нормируется		
14	Склады баллонов с горючими газами	АН	2	2	В-1г
15	СБК	-	-		
Сооружения водоснабжения					
16	Насосные станции хозяйственно-питьевого водоснабжения	Д	Не нормируется		
17	Насосные станции оборотного водоснабжения: охлаждение ЭД магистральных насосов	Д	Не нормируется		

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

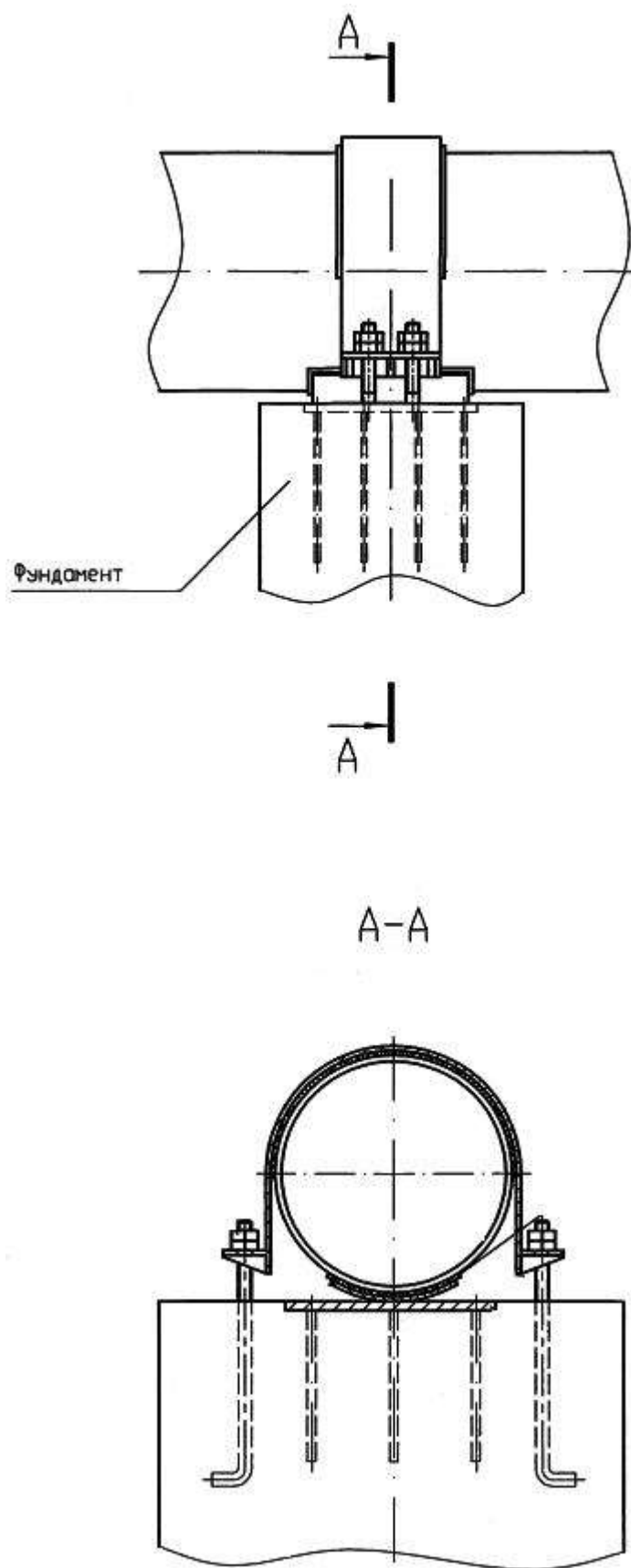
Окончание таблицы Л.1

№ п/п	Наименование помещений и наружных установок	Категории помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	Классы взрывоопасных и пожароопасных зон по		
			ФЗ [6]	ГОСТ Р 51330.9	ПУЭ
1	2	3	4	5	6
Сооружения системы электроснабжения					
18	ДЭС	Г	Невзрыво-, непожароопасное		
19	ЗРУ	В4	Невзрыво-, непожароопасное		
20	КТП (с сухими трансформаторами)	В4	Невзрыво-, непожароопасное		
21	ЩСУ	В4	Невзрыво-, непожароопасное		
Сооружения автоматики					
22	Операторные	В	Не нормируется		
23	Помещение кроссовых панелей и телекоммуникационного оборудования	В3	Не нормируется		
24	Помещения КИПиА	В4	Не нормируется		
Сооружения пожаротушения					
25	Насосная станция пожаротушения	Д	Не нормируется		
26	Помещения с электроприводными задвижками	Д	Не нормируется		
27	Пожарное депо	-	Не нормируется		
* - в работающем состоянии					
Примечания:					
1. Категории по взрывопожарной и пожарной опасности определяются расчетом.					
2. К помещениям категории В4 следует применять требования, установленные действующими нормами для категории Д.					

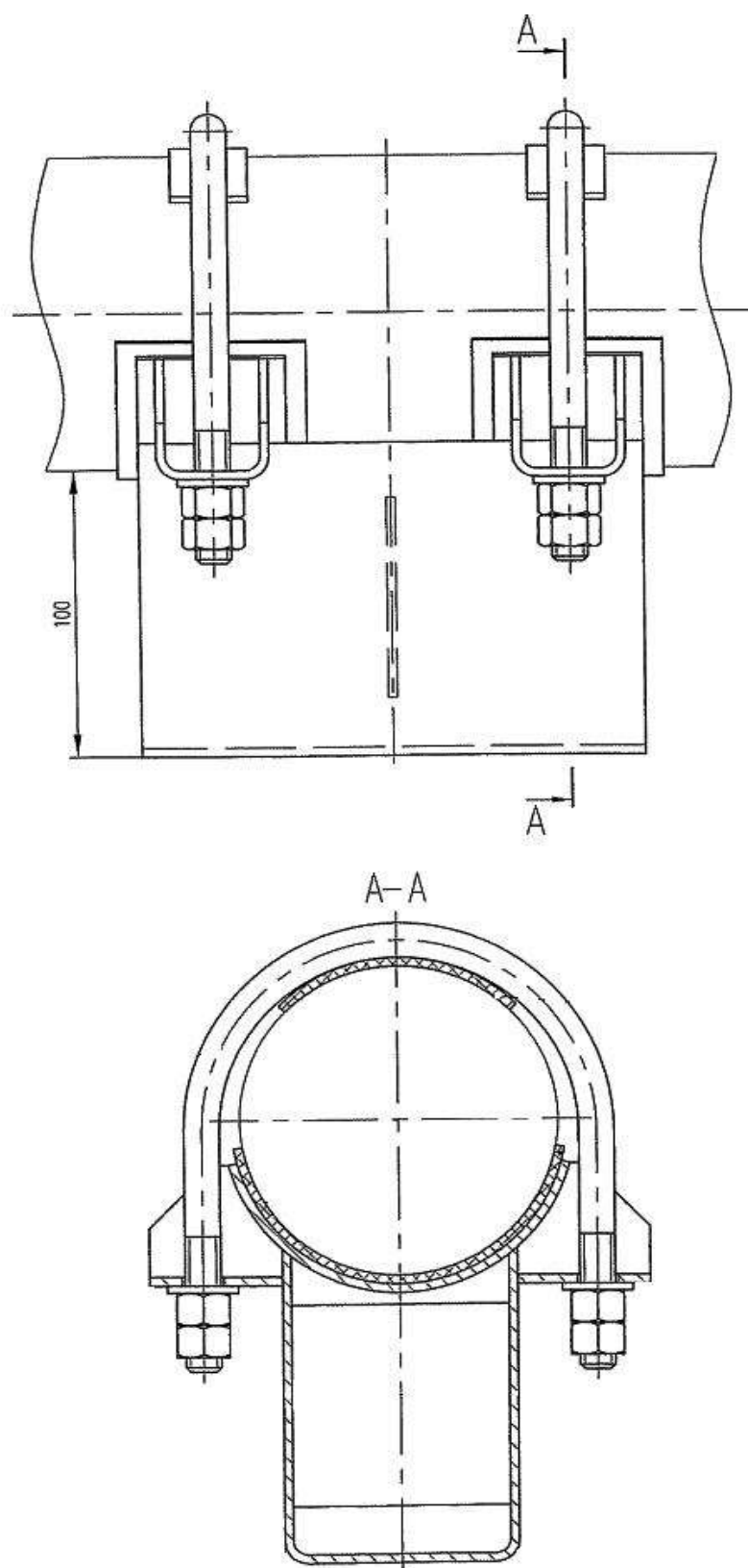
Приложение М
(рекомендуемое)
Принципиальные схемы опор под оборудование и технологические
трубопроводы



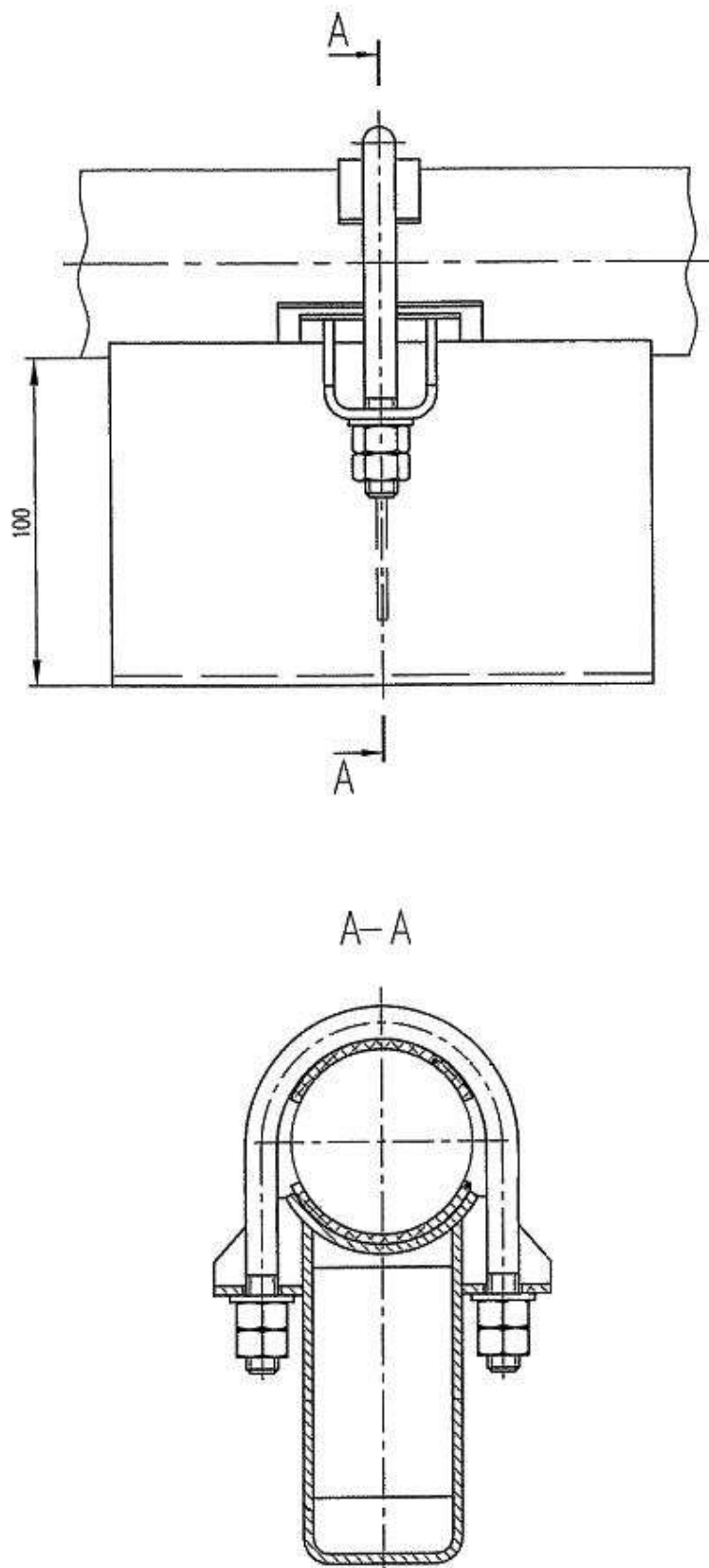
Опора подвижная для трубопроводов от *DN 500* до *DN 1200*



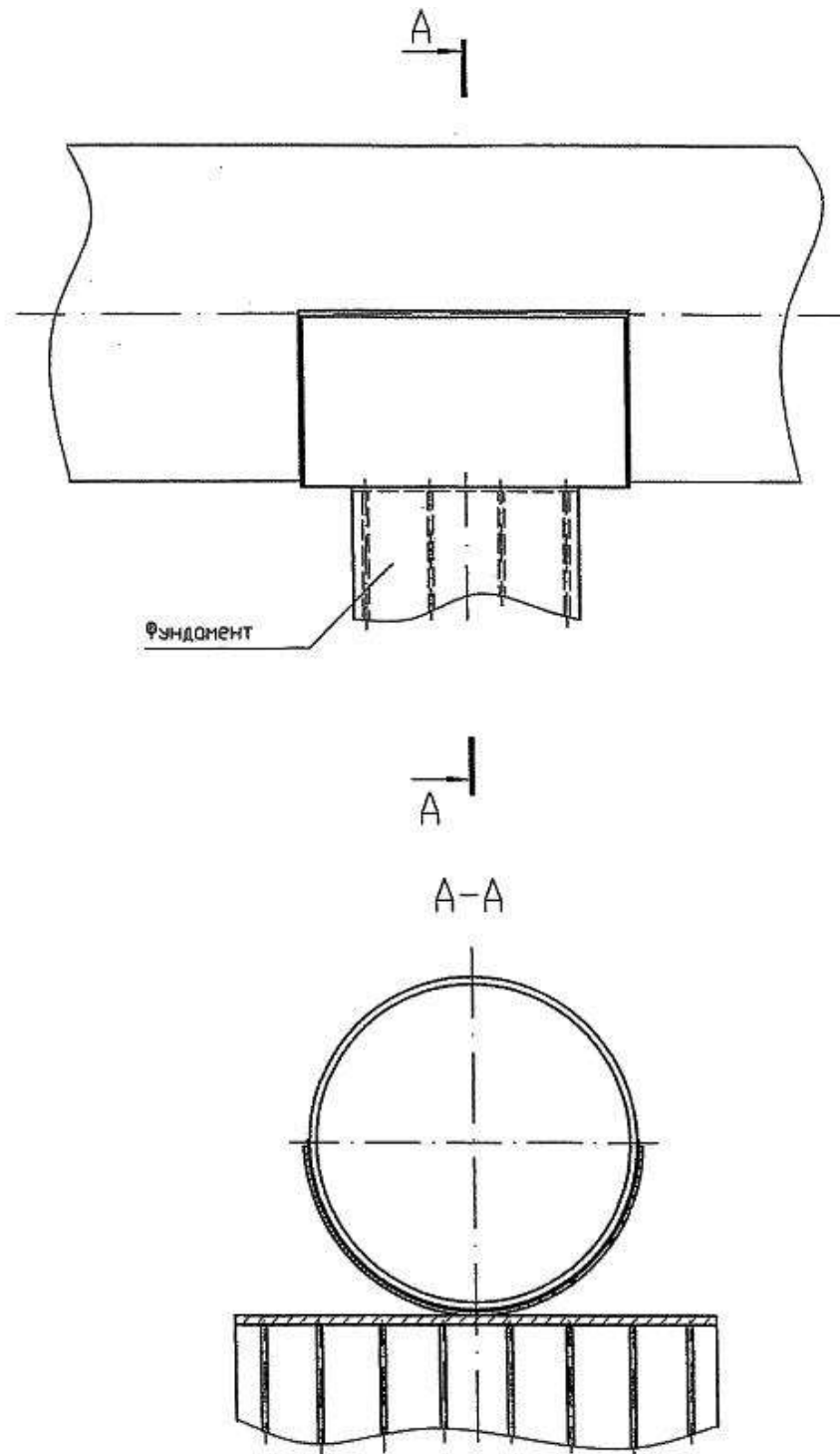
Опора хомутовая неподвижная для трубопроводов от $DN 50$ до $DN 1200$



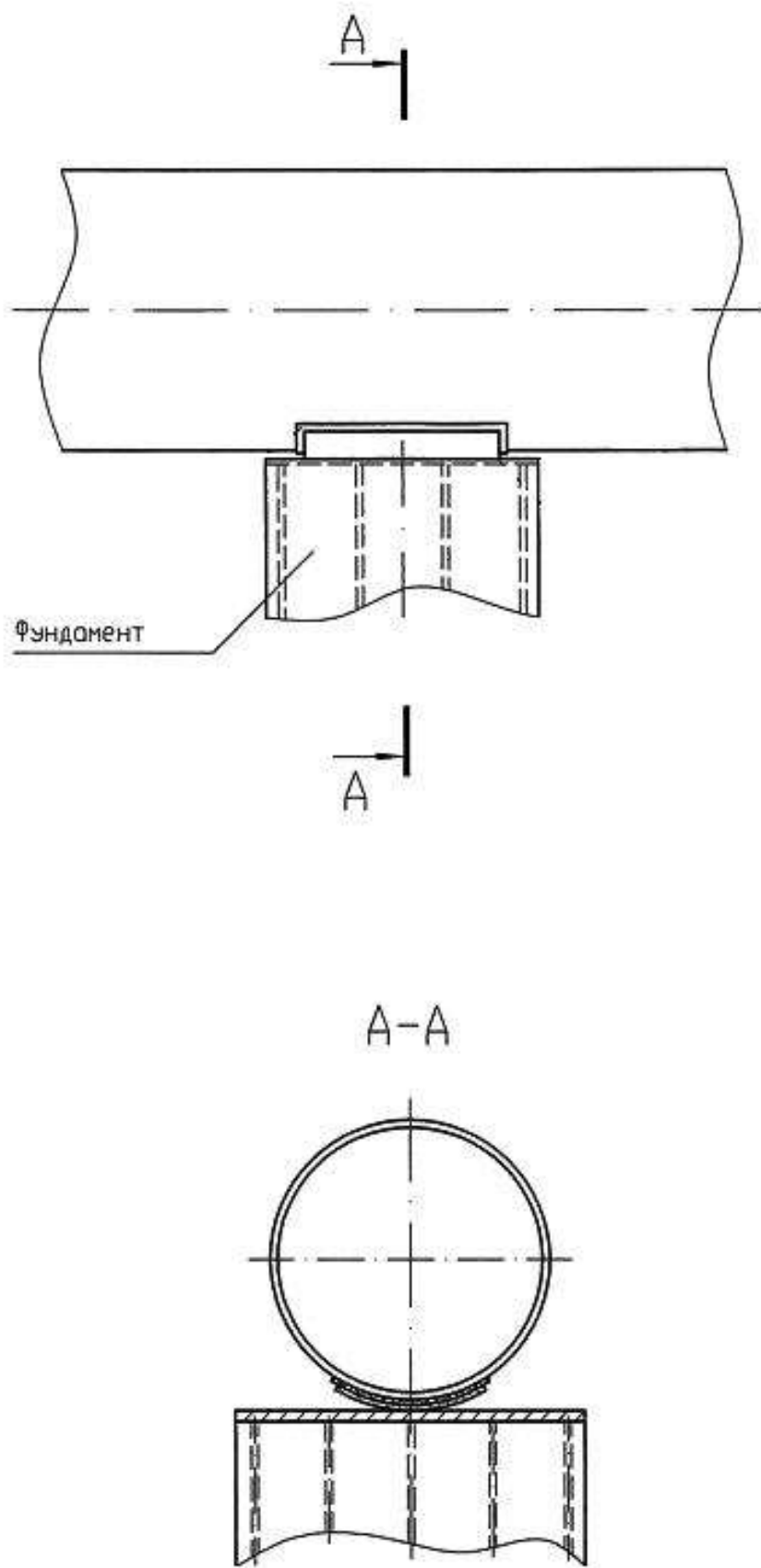
Опора подвижная для трубопроводов от $DN\ 50$ до $DN\ 500$



Опора подвижная для трубопроводов от $DN 50$ до $DN 500$



Опора для надземного трубопровода ССВД



Опора для подземного трубопровода от $DN\ 50$ до $DN\ 1200$

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

Библиография

- [1] Градостроительный кодекс Российской Федерации, введён в действие Федеральным законом от 29.12.2004 № 190-ФЗ
- [2] Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ
- [3] Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
- [4] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 10.03.2009 № 304-р в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 10.09.2009 № 1294-р «Перечень национальных стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и осуществления оценки соответствия»
- [5] Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ
- [6] Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- [7] Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий»
- [8] Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
- [9] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 № 1047-р «Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального Закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
- [10] Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.06.2010 № 2079 «Об утверждении Перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30 декабря 2009 года № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
- [11] Постановление Правительства Российской Федерации от 15.09.2009 № 753 «Об утверждении технического регламента о безопасности машин и оборудования»
- [12] Постановление Правительства Российской Федерации от 24.02.2010 № 86 «Об утверждении технического регламента о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»
- [13] MSK-64 Шкала сейсмической интенсивности. MSK – 1964
- [14] МИ 2825-2003 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию
- [15] МИ 2837-2003 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Приемосдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение
- [16] Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти (утверждены приказом Минпромэнерго России от 31.03.2005 № 69)
- [17] Цветовой регистр стандартных образцов RAL (RAL Standards. Color Collection RAL), Германия
- [18] ГОСТ 12506-81 Окна деревянные для производственных зданий. Типы, конструкция и размеры

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- [19] ОСТ 45.86-96 Линейно-аппаратные цехи оконечных междугородных станций, сетевых узлов, усилительных и регенерационных пунктов. Требования к проектированию
- [20] Приказ МЧС России от 21.07.2005 № 575 «Об утверждении порядка содержания и использования защитных сооружений гражданской обороны в мирное время»
- [21] МИ 670-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение потребности поверочных подразделений в производственных ресурсах
- [22] МИ 2284-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Документация поверочных лабораторий
- [23] ГОСТ Р 55201-2012 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства
- [24] ГОСТ 31384-2008 Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. Общие технические требования
- [25] Требования к посадочным площадкам, расположенным на участке земли или акватории (утверждены приказом Минтранспорта Российской Федерации от 04.03.2011 № 69)
- [26] Пособие в развитие СНиП 2.05.08-85 от 30.09.1983 «Пособие по проектированию вертолётных станций, вертодромов и посадочных площадок для вертолётов ГА. Часть VII. Вертолётные станции, вертодромы и посадочные площадки для вертолётов. ФГУП ГПИ и НИИ ГА Аэропроект.
- [27] ГОСТ Р 52350.0-2005 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 0. Общие требования
- [28] Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме»)
- [29] Типовое положение по разработке и составу ходатайства (декларации) о намерениях инвестирования в строительство предприятий, зданий и сооружений (утверждено Минстроем Российской Федерации 17.03.1997 № 9-4/29)
- [30] Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ
- [31] Федеральный закон Российской Федерации от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»
- [32] ГОСТ Р 22.6.01-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Общие требования
- [33] ВСН ВК 4-90 Инструкция по подготовке и работе систем хозяйственно-питьевого водоснабжения в чрезвычайных ситуациях
- [34] Постановление Правительства РФ от 05.05.2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса»
- [35] Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1190 «Об утверждении Положения о разработке, утверждении и изменении нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда»
- [36] Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
- [37] Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»
- [38] Приказ Минздравсоцразвития России от 26.04.2011 № 342н «Об утверждении Порядка проведения аттестации рабочих мест по условиям труда»
- [39] Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ

ОАО «АК «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования	
----------------------	---	--

- [40] Федеральный закон Российской Федерации от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»
- [41] Постановление Минтруда России, Министерства образования Российской Федерации от 13.01.2003 № 1, № 29 «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»
- [42] Перечень основных профессий рабочих промышленных производств (объектов), программы обучения которых должны согласовываться с органами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (утвержден Ростехнадзором 29.12.2006 № 1154)
- [43] Рекомендации по организации работы кабинета по охране труда и уголка охраны труда (утверждены постановлением Минтруда России 17.01.2001 № 7)
- [44] РД 03-14-2005 Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений
- [45] Приказ Ростехнадзора от 07.04.2011 № 168 «Об утверждении требований к ведению государственного реестра опасных производственных объектов в части присвоения наименований опасным производственным объектам для целей регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов».