

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ «ТРАНСНЕФТЬ»
ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

РД 153-39.4-113-01

УДК 622.692.4.07

Дата введения 01.07.2002 г.

Предисловие

1. РАЗРАБОТАНО ОАО «Гипротрубопровод» при участии рабочей группы специалистов ОАО «АК «Транснефть».

ВНЕСЕНО Управлением развития систем магистральных трубопроводов Минэнерго России и ОАО «АК «Транснефть».

2. СОГЛАСОВАНО:

Госгортехнадзором России (письмо № 10-03/573 от 10.07.2001 г.); Первым вице-президентом ОАО «АК «Транснефть» В.В. Калинин (письмо № 16/6972 от 09.10.2001 г.).

Составители: Ю.И. Спектор, А.Б. Скрепнюк, А.М. Анохин, Т.А. Андреева, Л.М. Беккер, Л.М. Квятковский, И.В. Рыбаков, Ю.С. Скорняков, А.А. Шибанов, (ОАО «Гипротрубопровод»); Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко, А.А. Безверхов, А.М. Демин (ОАО «АК «Транснефть»).

3. УТВЕРЖДЕНО И ВВЕДЕНО В ДЕЙСТВИЕ приказом Минэнерго России от 24 апреля 2002 года № 129.

4. ВВОДИТСЯ ВЗАМЕН ВНТП 2-86 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов», утвержденных приказом Миннефтепрома СССР от 17.12.1986 г. № 780.

Срок введения с 1 июля 2002 г.

1 Область применения

Настоящий руководящий документ (РД) устанавливает требования к проектированию магистральных нефтепроводов условными диаметрами от 200 до 1200 мм включительно ответвлений от них.

РД является обязательным при технологическом проектировании новых и реконструкции действующих магистральных нефтепроводов.

РД устанавливает нормы, регламентирующие требования на разработку технологических решений при проектировании магистральных нефтепроводов.

РД не распространяется на проектирование нефтепроводов специального назначения (промысловых, сборных, полевых и т.п.); нефтепроводов, прокладываемых в морских акваториях, и не учитывает дополнительных требований при строительстве нефтепроводов в районах с сейсмичностью свыше 8 баллов для нефтепроводов, укладываемых подземно и свыше 6 баллов для нефтепроводов, укладываемых надземно; нефтепроводов, прокладываемых в зонах с вечными мерзлыми грунтами; нефтепроводов, прокладываемых по территории населенных пунктов, а также нефтепроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см²).

При проектировании расширения или реконструкции действующих объектов магистральных нефтепроводов требования настоящего РД распространяются только на расширяемую или реконструируемую часть объектов.

РД не учитывает специфические особенности проектирования нефтепроводов для газонасыщенных нефтей, нефтепроводов с попутным подогревом («горячих» нефтепроводов).

2 Нормативные ссылки

В настоящем РД использованы ссылки на следующие нормативные документы.

2.1 Стандарты МЭК

МЭК (IEC) 61131-1 (1992)
МЭК (IEC) 61131-3 (1993)
МЭК IEC/TS 61158-4 (1999)

Контроллеры программируемые. Часть 1. Общие сведения
Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования
Шины полевые для систем автоматического регулирования и управления технологическими процессами. Часть 4. Спецификация протокола канала передачи данных.

2.2 Государственные стандарты

ГОСТ 8.395-80
ГОСТ 8.417-81
ГОСТ 8.430-88

ГСИ. Нормальные условия измерения при поверке. Общие требования
ГСИ. Единицы физических величин
ГСИ. Обозначения единиц физических величин для печатающих устройств с ограниченным набором знаков

ГОСТ 8.563.1-97

ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия.

ГОСТ 8.563.2-97

ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств

ГОСТ 8.563.3-97

ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Процедура и модель расчетов. Программное обеспечение ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 9.602-89

ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.0.003-74

ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.003-83

ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.004-91

ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.005-88

ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.007-76

ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.010-76

ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.012-90

ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования

ГОСТ 12.1.018-93

ССБТ. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования

ГОСТ 12.2.044-80

безопасности

ГОСТ 12.3.002-75

ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.124-83

ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

ГОСТ 15150-69

Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 20995-75

Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества

ГОСТ 21563-93

питательной воды и пара

ГОСТ 26976-86

Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования

ГОСТ Р 51164-98

Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы

ГОСТ Р 51330.13-99

Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 51330.16-99

Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных разработок)

2.3 Нормативные и методические документы по строительству

СНиП 2.04.01-85

Внутренний водопровод и канализация зданий

СНиП 2.04.02-84

Водоснабжение. Наружные сети и сооружения

СНиП 2.04.03-85

Канализация. Наружные сети и сооружения

СНиП 2.04.05-91

Отопление, вентиляция и кондиционирование

СНиП 2.04.07-86

Тепловые сети

СНиП 2.04.09-84

Пожарная автоматика зданий и сооружений

СНиП 2.05.06-85

Магистральные трубопроводы

СНиП 2.09.04-87

Административные и бытовые здания

СНиП 2.11.03-93

Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы

СНиП 3.05.05-84	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
СНиП II-3-79	Строительная теплотехника
СНиП II-12-77	Защита от шума
СНиП II-35-76	Котельные установки
СНиП III-42-80	Магистральные трубопроводы
СНиП 11-01-95	Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений
СНиП 23-01-99	Строительная климатология
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СП 11-101-95	Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений
СП 11-107-98	Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства
СП 34-101-98	Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте
СП 41-101-95	Проектирование тепловых пунктов
СН 527-80	Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов на Ру до 10 МПа
МИ 670-840	Определение потребности поверочных подразделений в производственных ресурсах
МИ 2284	ГСИ. Документация поверочных лабораторий
МИ 2322-99	ГСИ. Типовые нормы времени на поверку средств измерений
МИ 185-79	Методические указания по расчету численности подразделений ведомственных метрологических служб
МИ 646-84	Типовые проектные решения по созданию АСУ метрологическим обслуживанием предприятий и организаций
ПР 50-732-93	ГСИ. Типовое положение о метрологической службе государственных органов управления РФ и юридических лиц
РМГ 29-99	ГСИ. Метрология. Основные термины и определения
ПР 50.2.013-97	ГСИ. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов
РД 39-5-1108	Типовые нормы времени на обслуживание систем измерения количества нефти и трубопоршневых установок
РД 39-5-1227	Норматив обменного фонда оборудования и нормы расхода запасных частей и материалов на техническое обслуживание систем измерения количества нефти и трубопоршневых установок
РД 153-39.4-087-01	Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения
РД 153-39.4-039-99	Нормы проектирования ЭХЗ магистральных нефтепроводов и площадок МН
РД 153-39.4-078-01	Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз
РД 153-39ТН-008-96	Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений НПС
РДБТ 39-0147171-003-88	Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках нефтяной и газовой промышленности
РД 39-0144103-354-89	Типовое положение о лаборатории, производящей анализы нефти при приемосдаточных операциях
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031-01	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
ВНТП 3-90	Нормы технологического проектирования для нефтепродуктопроводов
ВНТП 5-95	Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)
ВНТП 213-93	Радиорелейные линии передачи прямой видимости
ВСН 1-93	Инструкция по проектированию молниезащиты радиообъектов
ВСН 51-115-004-97	Инструкция по проектированию и строительству волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) газопроводов
ВСН 116-93	Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи
ВСН 332-93	Инструкция по проектированию электроустановок предприятий и сооружений электросвязи, проводного вещания, радиовещания и телевидения
ПУЭ	Правила устройства электроустановок. Издание шестое. Главгосэнергонадзор России, М. 2000 г.
ППБ 01-93	Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
НПБ 104-95	Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях
НПБ 105-95	Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности
НПБ 110-99	Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией
ВПБ 01-05-99	Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов
НР 34-70-051-83	Нормы качества подпиточной сетевой воды тепловых сетей

3 Определения

В настоящем РД применяют следующие термины с соответствующими определениями	
Пропускная способность	Расчётное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода
Магистральный нефтепровод	Инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта

Нефтепровод	Сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти
Рабочее давление	Наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации магистрального нефтепровода
Отвод	Трубопровод, предназначенный для подачи нефти от магистрального нефтепровода потребителям
Лупинг	Участок линейной части нефтепровода, проложенный параллельно основному для увеличения пропускной способности
Резервная нитка	Трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали для обеспечения резервирования на случай ее повреждения
Блокировочный трубопровод	Участок трубопровода, соединяющий два магистральных нефтепровода для обеспечения использования их на параллельную работу от одной НПС
Байпасный трубопровод	Участок трубопровода параллельный основному
Головная насосная станция	Начальная насосная станция нефтепровода с емкостью, осуществляющая операции по приёму нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки магистральному нефтепроводу
Нефтеперекачивающая станция (НПС)	Комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными установками по магистральному нефтепроводу
Совмещенная нефтеперекачивающая станция	Комплекс из нескольких (двух или более) НПС разных нефтепроводов, расположенных на прилегающих территориях и имеющих часть сооружений совместного использования
Магистральная насосная	Комплекс технологического оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов
Подпорная насосная	Комплекс технологического оборудования, обеспечивающий безаварийную работу магистральных насосных агрегатов
Система сглаживания волн давления	Комплекс оборудования и сооружений, осуществляющих снижение крутизны фронта волны повышения давления на приеме промежуточных НПС
Резервуарный парк	Комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефти
Узел учета количества и качества нефти	Комплекс оборудования, обеспечивающий измерение потока нефти в нефтепроводе
Приемные трубопроводы	Трубопроводы, по которым обеспечивается подача нефти к всасывающим патрубкам насосов
Расширение	Строительство дополнительных производств на действующем предприятии, а также строительство новых и расширение существующих отдельных цехов и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения на территории действующих предприятий, примыкающих к ним площадках в целях создания дополнительных или новых производственных мощностей (письмо Главгосархстройнадзора России от 28 апреля 1994 года №16-14/63)
Реконструкция	Переустройство существующих цехов и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения, как правило, без расширения имеющихся зданий и сооружений основного назначения, осуществляемое по комплексному проекту на реконструкцию предприятия в целом, в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества, в основном без увеличения численности работающих (письмо Главгосархстройнадзора России от 28 апреля 1994 года №16-14/63)

4 Перечень сокращений

СОД	средство очистки и диагностики
ЛЭС	линейная эксплуатационная служба
НПС	нефтеперекачивающая станция
ссвд	система сглаживания волн давления
лпдс	линейная производственно-диспетчерская станция
тэо	техничко-экономическое обоснование
ННБ	наклонно-направленное бурение
мн	магистральная насосная
РВС	резервуар вертикальный стальной
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом
РДП	районный диспетчерский пункт для автоматизированной системы управления технологическими процессами
тдп	территориальный диспетчерский пункт
мдп	местный диспетчерский пункт
ЕАСУ	единая автоматизированная система управления
ПЛК НПС (ЛПДС)	программно-логические контроллеры НПС (ЛПДС)
АРМ	автоматизированное рабочее место
ЛВС	локальная вычислительная сеть
РУМН	районное управление магистральных нефтепроводов
АСУП	автоматизированная система управления предприятием
нкпв	нижний концентрационный предел воспламенения
ПН	подпорная насосная
ПУЭ	правила устройства электроустановок
нпз	нефтеперерабатывающий завод
УУН	узел учета нефти
НА	насосный агрегат
БПО	база производственного обслуживания
ЦБПО	центральная база производственного обслуживания
СИ	средство измерения
АВП	аварийно-восстановительный пункт
АРП	аварийно-ремонтный пункт
СИКН	система измерения качества и количества нефти
ДЭС	дизельная электростанция
пвд	полиэтилен высокого давления
КЗУ	комплексное защитное устройство

АВР	автоматическое включение резерва
лвж	легковоспламеняющаяся жидкость
СДКУ	система диспетчерского контроля и управления
псп	приемо-сдаточный пункт
ЦРРЛ	цифровая радиорелейная линия связи
клс	кабельная линия связи
волС	волоконно-оптическая линия связи
УКВ	ультракороткие волны
РРЛ	радиорелейная линия связи
дон	декларация о намерениях
ои	обоснование инвестиций
РД	рабочая документация
РП	рабочий проект
овос	оценка воздействия на окружающую среду
оос	охрана окружающей среды
УЛФ	установки по улавливанию легких фракций
пдк	предельно-допустимая концентрация
ВЭР	вторичные энергетические ресурсы
итм го чс	инженерно-технические мероприятия гражданской обороны по предупреждению чрезвычайных ситуаций
чс	чрезвычайная ситуация
го	гражданская оборона
поо	потенциально опасный объект
СУПЛАВ	специализированное управление по предотвращению и ликвидации аварий
ЦРС	центральная ремонтная служба
скз	станция катодной защиты

5 Основные показатели

5.1 Основные технологические параметры магистральных нефтепроводов

5.1.1 В состав магистральных нефтепроводов входят:

- трубопровод с ответвлениями, лупингами и перемычками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения насосных станций, узлами пуска-приема СОД;
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;
- средства телемеханики, технологической связи, оперативного управления и помещения для их размещения;
- линии электропередач, предназначенные для обслуживания нефтепроводов;
- устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты;
- противоэрозионные и защитные сооружения нефтепроводов;
- земляные амбары для временного хранения нефти при авариях;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации нефтепроводов (ЛЭС, пункты обогрева, усадьбы линейных обходчиков, вертолетные площадки и т.п.);
- постоянные и вольфрамовые проезды, сооружаемые в случае необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании, опознавательные, запрещающие и предупредительные знаки местонахождения нефтепроводов;
- головные, промежуточные перекачивающие, наливные насосные станции;
- резервуарные парки;
- пункты обогрева нефти;
- нефтеналивные эстакады и причалы.

Полный перечень сооружений магистрального нефтепровода приведен в Приложении Б.

5.1.2 К основным параметрам магистрального нефтепровода относятся: производительность, диаметр, протяженность, число нефтеперекачивающих станций, рабочее давление и емкость резервуарных парков.

5.1.3 Проектирование нефтепроводов выполняется на основе задания на проектирование, составленного в соответствии с требованиями СНиП 11-01, которое кроме основных параметров должно содержать:

- наименования начального и конечного пунктов магистрального трубопровода;
- производительность нефтепровода в млн. т в год при полном развитии с указанием роста загрузки по этапам (годам);
- перечень нефтей (или их смесей), подлежащих перекачке по нефтепроводу с указанием количества каждого сорта, характеристики нефтей (или их смесей), включая температуру застывания, вязкость для условий перекачки, упругость паров и плотность;
- перечень пунктов сброса нефтей с указанием объемов сброса по годам (по этапам) и по сортам;
- условия поставки и приема;
- коэффициент неравномерности перекачки;

- требования по организации управления нефтепроводами;

- необходимость обратной перекачки.

5.1.4 Для обеспечения заданной производительности магистрального нефтепровода должно предусматриваться развитие его по очередям за счет увеличения числа насосных станций. В отдельных случаях допускается сооружение лупингов или вставок при их технико-экономическом обосновании. Допускается проектирование магистрального нефтепровода с последующим строительством второй нитки в следующих случаях:

- заданная производительность не обеспечивается одной ниткой;

- увеличение производительности нефтепровода до пределов, указанных в задании на проектирование, намечается в сроки, превышающие 8 лет;

- упругость паров нефти, поступающей в резервуарные парки, при заданной производительности за счет тепловыделения в нефтепроводе превышает 66,5 кПа (500 мм рт. ст.).

5.1.5 Диаметры и толщины стенок труб магистрального нефтепровода должны определяться на основании технико-экономических расчетов. Для предварительных расчетов при выборе параметров магистральных нефтепроводов следует руководствоваться данными, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Производительность нефтепровода, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см ²
0,7-1,2	219	8,8-9,8	90-100
1,1-1,8	273	7,4-8,3	75-85
1,6-2,4	325	6,6-7,4	67-75
2,2-3,4	377	5,4-6,4	55-65
3,2-4,4	426	5,4-6,4	55-65
4-9	530	5,3-6,1	54-62
7-13	630	5,1-5,5	52-56
11-19	720	5,6-6,1	58-62
15-27	820	5,5-5,9	56-60
23-55	1020	5,3-5,9	54-60
41-90	1220	5,1-5,5	52-56

5.1.6 Основные параметры нефтепровода определяются, исходя из обеспечения производительности нефтепровода при расчетных значениях плотности и вязкости перекачиваемой нефти. Производительность нефтепровода определяется с учетом коэффициента неравномерности перекачки. Величину коэффициента неравномерности перекачки следует принимать для:

- трубопроводов, идущих параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему - 1,05;

- однопоточных нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов - 1,10;

- однопоточных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также однопоточных нефтепроводов, соединяющих систему - 1,07.

Суточная пропускная способность нефтепровода определяется, исходя из характеристики устанавливаемого оборудования, несущей способности трубопровода, закладываемого в проекте максимального режима перекачки с учетом действующих ограничений (часы максимума и т.п.).

5.1.7 Расчетные вязкость и плотность нефти должны приниматься при минимальной температуре нефти с учетом тепловыделения в нефтепроводе, обусловленного трением потока и теплоотдачи в грунт, при минимальной температуре грунта на глубине осей трубопровода.

5.1.8 При последовательной перекачке нефти разного сорта число циклов (количество изменений сорта нефти) должно определяться на основании технико-экономических расчетов. Для предварительных расчетов принимается от 52 до 72 циклов в год.

5.1.9 Последовательную перекачку нефти разного сорта следует предусматривать прямым контактом или с применением разделителей в зависимости от допустимого объема образующейся смеси.

5.1.10 Объем смеси, образующейся в трубопроводе при последовательной перекачке нефти разного сорта, определяется расчетом.

5.1.11 При последовательной перекачке на НПС с емкостью и на наливных станциях магистральных нефтепроводов должны предусматриваться приборы для контроля состава нефти.

5.1.12 Режим последовательной перекачки следует предусматривать при обязательном отключении резервных ниток трубопровода. На трубопроводах, предназначенных для последовательной перекачки нефти разного сорта, сооружение лупингов недопускается.

5.2 Фонды времени и режим работы

5.2.1 Режим работы магистральных нефтепроводов непрерывный, круглосуточный.

5.2.2 Расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки регламентные работы и ремонт принимается равным 8400 часов или 350 дней в году.

6 Линейная часть

6.1 Линейная часть магистральных нефтепроводов проектируется в соответствии со СНиП 2.05.06.

6.2 Расчетную толщину стенок трубопровода следует определять в соответствии с расчетной эпюрой давлений с учетом категории участка.

Расчетная эпюра давлений должна определяться по эксплуатационным участкам нефтепровода между соседними станциями с емкостью. При I категории электроснабжения промежуточных НПС эпюра давлений должна строиться через станцию при внеплановом ее отключении. В противном случае, из условия подачи нефти от каждой промежуточной НПС на НПС с емкостью последующего эксплуатационного участка, или на промежуточную НПС, имеющую I категорию электроснабжения. Построение эпюры давлений должно производиться с учетом этапов развития нефтепровода. При этом во всех случаях эпюра давлений должна строиться с учетом возможности отключения любой НПС.

При автоматическом перекрытии линейной части на водных переходах в случае аварийного отключения нефтепровода, производимого без предварительного отключения магистральных насосов, эпюра давлений должна быть расчетной с учетом гидроудара. При этом установка ССВД для защиты данного участка не требуется.

6.3 Определение категорий участков нефтепровода производится по СНиП 2.05.06.

6.4 Расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполняется по разделу 8 СНиП 2.05.06.

6.5 Трубы для магистральных нефтепроводов должны применяться в соответствии с «Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности» и СП 34-101.

6.6 Для линейной части магистральных нефтепроводов должны применяться изоляционные материалы, гарантирующие безаварийную работу нефтепровода (по причине внешней коррозии) в течение всего срока эксплуатации.

Для этого должны применяться трубы с заводской (базовой) изоляцией, а также мастичные покрытия усиленного типа, наносимые в трассовых условиях.

Изоляционные материалы должны соответствовать ГОСТ Р 51164, ведомственным регламентирующим документам.

6.7 Запорную арматуру на трассе нефтепровода следует устанавливать в зависимости от рельефа местности и в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.

Кроме того, необходимо предусмотреть установку запорной арматуры на подводных переходах через водные преграды шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной более 1,5 м.

При установке запорной арматуры критерием является минимум приведенных затрат на сооружение, техническое обслуживание, ремонт запорной арматуры и ликвидацию разливов нефти в случае возможных аварий, включая ущерб окружающей среде.

Установка запорной арматуры должна обеспечивать доступ к фланцевым соединениям корпуса и альниковым устройствам и соединяться с трубопроводом на сварке.

6.8 Линейная запорная арматура на трассе нефтепровода должна быть равнопроходной, иметь привод и устройства системы управления, обеспечивающие возможность ручного, местного и дистанционного управления.

С обеих сторон запорной арматуры должна быть предусмотрена установка манометров класса точности не ниже 1. За запорной арматурой по потоку нефти должна быть предусмотрена установка сигнализатора прохождения СОД.

6.9 Для многониточных подводных переходов должна быть одна общая резервная нитка на два нефтепровода одного направления при условии, что диаметр и толщина стенки трубы на резервной нитке обеспечивают перекачку при максимальной заданной производительности и рабочем давлении.

6.10 На магистральных нефтепроводах должны предусматриваться узлы пуска-приема СОД, которые следует использовать также для приема и пуска разделителей при последовательной перекачке.

Узлы пуска-приема СОД следует устанавливать на НПС с учетом максимального развития нефтепровода с расстоянием между ними не более 280 км. Узлы пуска-приема СОД должны предусматриваться также на лупингах и отводах протяженностью более 3 км на резервных нитках подводных переходов независимо от их протяженности.

6.11 Схемы узлов пуска-приема СОД в зависимости от их расположения на нефтепроводе должны обеспечивать различные варианты технологических операций: прием и пуск, только пуск или только прием СОД.

НПС, на которых не предусматривается пуск и прием СОД, должны иметь узлы пропуска СОД, обвязка которых позволяет осуществлять пропуск СОД как с остановкой, так и без остановки НПС.

6.12 В состав узла пуска-приема СОД должны входить:

- камеры приема и пуска СОД;
- трубопроводы, арматура и соединительные детали;
- емкость для дренажа нефти из камер приема и пуска;
- погружной насос откачки нефти из емкости;
- механизм для извлечения, перемещения и запасовки СОД;
- сигнализаторы прохождения СОД;

- прибор контроля давления.

6.13 На криволинейных участках нефтепровода радиус изгиба должен быть не менее пяти диаметров трубопровода из условия прохождения диагностических приборов и средств очистки. Местное уменьшение внутреннего диаметра нефтепровода, обусловленное наличием запорной арматуры, фасонных деталей, неровностей не должно превышать 3% от внутреннего диаметра нефтепровода.

6.14 Допускается работа нефтепровода с неполным сечением. При значительном перепаде высот на обратных склонах на магистральных нефтепроводах должны предусматриваться станции защиты (и регулирования в случае необходимости) для предотвращения повышения давления в трубопроводе выше несущей способности трубы.

6.15 Для выполнения планового обслуживания трасс магистральных нефтепроводов предусматривается ЛЭС с расположением на ЛПДС (НПС), которая эксплуатирует участок нефтепровода.

Одна ЛЭС обслуживает в обычных условиях участок трассы нефтепровода протяженностью 200-250 км, а в районах с участками трассы, проходящими по труднодоступным местам (по болотам, в горной местности) 80-100 км.

Размещение и техническое оснащение пунктов по восстановлению трубопровода и ликвидации разлива нефти при аварии на подводных переходах магистрального нефтепровода должно соответствовать действующим руководящим документам.

Техническое обслуживание и наблюдение за магистральными нефтепроводами и сооружениями на трассе должно предусматриваться с использованием существующих, а при их отсутствии, проектируемых подъездных дорог и вдольтрассовых проездов, не исключая использование высокопроходимой техники и воздушного транспорта.

6.16 У каждой НПС, узлов пуска-приема СОД и линейных задвижек следует предусматривать устройство вертолетных площадок. При наличии развитой дорожной сети и возможности подъезда к запорной арматуре во все времена года вертолетные площадки возле нее допускаются не предусматривать.

6.17 В северной климатической зоне для временного размещения аварийно-восстановительных служб на трассе должны быть предусмотрены пункты обогрева, располагаемые с интервалом 30-40 км у мест установки линейных задвижек.

Для остальных регионов необходимость сооружения пунктов обогрева и их месторасположение должны быть определены в задании на проектирование.

Постоянное проживание обслуживающего персонала в пунктах обогрева не предусматривается.

6.18 Ежедневный осмотр подводных переходов, выполненный обычным способом (траншейным) и прилегающих участков трасс магистральных нефтепроводов, обеспечивается обходчиками, размещаемыми в усадьбах линейных обходчиков (жилом доме с надворными постройками).

Дом обходчика должен быть обеспечен связью с оператором НПС.

6.19 На подводных переходах нефтепроводов категории В (двухниточных и однониточных) необходимо предусматривать причал для катера, пункты хранения технических средств по улавливанию и сбору нефти с водной поверхности, очистке берегов и рекультивации, совмещенные с усадьбой линейного обходчика.

6.20 Для магистрального нефтепровода должен быть предусмотрен аварийный запас труб суммарной длиной 0,1% от протяженности нефтепровода. Складирование аварийного запаса следует предусматривать на НПС.

6.21 В целях обеспечения сохранности, создания безопасных условий эксплуатации, предотвращения несчастных случаев и исключения возможности повреждения нефтепроводов устанавливается охранная зона в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов».

Проектом должна быть предусмотрена установка на местности опознавательных знаков нефтепровода, сигнальных знаков и постоянных реперов в местах пересечения магистрального нефтепровода с водными преградами, знаков «Остановка запрещена» в местах пересечения с автодорогами и предупредительных знаков в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» и «Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».

6.22 Строительство или реконструкцию подводных переходов следует выполнять траншейным методом, способом наклонно-направленного бурения (ННБ) или микротоннелирования.

Выбор способа определяется на стадии ТЭО (проект) с учетом геолого-топографических условий сооружения переходов.

7 Технологическая часть

7.1 Нефтеперекачивающие и наливные станции

7.1.1 Нефтеперекачивающие станции магистрального нефтепровода подразделяются на головные и промежуточные.

Головная НПС - это нефтеперекачивающая станция, расположенная в начале нефтепровода и работающая только по схеме «через емкость», или «с подключенной емкостью» с возможностью работы, в случае необходимости, по схеме «из насоса в насос» с учетом п. 7.1.28.

В состав технологических сооружений головной перекачивающей станции входят: резервуарный парк, подпорная насосная, узел учета, магистральная насосная, узел регулирования давления, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами, а также технологические трубопроводы.

Остальные НПС нефтепровода являются промежуточными. Они могут быть с емкостью и без емкости. В состав технологических сооружений промежуточной станции без емкости входят: магистральная насосная, фильтры-грязеуловители, узел регулирования давления, ССВД, а также технологические трубопроводы.

Состав технологических сооружений промежуточных НПС с емкостью аналогичен головной перекачивающей станции.

7.1.2 Наливные станции предназначаются для приема нефти из магистрального трубопровода емкостью и налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны.

Проектирование наливных станций должно производиться по нормам технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) ВНТП-5.

7.1.3 На магистральных нефтепроводах большой протяженности должна предусматриваться организация эксплуатационных участков протяженностью от 400 до 600 км, обеспечивающих независимую работу нефтеперекачивающих станций по схеме «из насоса в насос» без использования емкости.

7.1.4 Расстановка НПС должна производиться с учетом равномерного распределения давления по всем насосным станциям нефтепровода.

7.1.5 НПС должны размещаться после перехода нефтепроводом больших рек на площадках с благоприятными топогеологическими условиями, а также возможно ближе к населенным пунктам, железным и шоссейным дорогам, источникам электроснабжения и водоснабжения.

7.1.6 Головные НПС предусматривается располагать на площадках центральных пунктов подготовки нефти, вблизи резервуарных парков с использованием существующих систем энергоснабжения, водоснабжения, канализации и других вспомогательных сооружений, если это не противоречит специальным нормам. При параллельной прокладке нефтепроводов проектируемые площадки НПС совмещаются с площадками действующего нефтепровода.

7.1.7 Подключение нефтепроводов к магистральным нефтепроводам должно выполняться только на НПС по следующим схемам:

- на НПС емкостью с подачей нефти от объектов нефтедобычи в резервуарный парк;

- на промежуточной НПС без емкости с подкачкой нефти от объектов нефтедобычи на прием магистральной насосной.

7.1.8 Решение по выбору точки подключения в каждом конкретном случае принимается, исходя из условий обеспечения безопасной работы, возможности приема в магистральный нефтепровод запрашиваемых объемов подкачки нефти и технических условий на подключение.

7.1.9 Все НПС на участках магистрального нефтепровода с одной и той же пропускной способностью оснащаются однотипным оборудованием.

7.1.10 Для перекачки нефтей по магистральным нефтепроводам может использоваться как последовательная, так и параллельная схема включения насосов МН.

При работе НПС в горных условиях необходимо применять параллельную схему включения насосов. Считать, что НПС работает в горных условиях, если при ее отключении происходит остановка потока.

7.1.11 В случае, если расчетная подача может быть обеспечена насосами с роторами на различную подачу, то должен выбираться ротор на меньшую подачу.

На период эксплуатации магистральных нефтепроводов до сооружения всех НПС проектом должны предусматриваться сменные роторы для магистральных насосов.

7.1.12 Напор центробежных насосов должен приниматься в соответствии с требуемым давлением на НПС для обеспечения заданной производительности нефтепровода.

7.1.13 Число рабочих центробежных насосов в каждой МН должно определяться исходя из расчетного рабочего давления насосной, характеристики насоса, характеристик перекачиваемых нефтей, режима перекачки и быть не более трех.

7.1.14 На каждую группу рабочих насосов МН необходимо предусматривать установку одного резервного насоса.

7.1.15 Работа всех НПС по схеме «из насоса в насос» без использования емкости должна предусматриваться в пределах эксплуатационных участков нефтепровода.

7.1.16 При расчетах приемных нефтепроводов должна производиться проверка неразрывности струи с учетом упругости паров при максимальной температуре перекачиваемой нефти. Расчет производится по ведомственным руководящим документам.

7.1.17 На НПС с емкостью для подачи перекачиваемой нефти к основным насосам, если они не располагают необходимым кавитационным запасом, должна быть предусмотрена установка подпорных насосов. Установка насосов в заглубленном помещении недопускается.

В группе дочетырех подпорных насосов необходимо устанавливать один резервный.

На выходных линиях подпорных насосов до магистральных насосов должны устанавливаться арматура и оборудование, рассчитанные на давление не ниже 2,5 МПа (25 кгс/см²).

7.1.18 На НПС с емкостью должна предусматриваться установка узлов с предохранительными устройствами и автоматически открывающаяся задвижка для защиты по давлению технологических трубопроводов резервуарного парка.

Автоматически открывающаяся задвижка также предназначена для защиты от перелива нефти из резервуаров.

Один узел должен устанавливаться на приемных трубопроводах резервуарного парка, а второй между подпорной и магистральной насосными, а при наличии узла учета - между подпорной насосной и узлом учета нефти. Число рабочих устройств для первого узла рассчитывается на максимальный расход нефти, а для второго узла на 70% от максимального расхода. На каждом узле следует предусматривать не менее 30% резервных предохранительных устройств от числа рабочих.

До и после каждого предохранительного устройства следует устанавливать отключающие задвижки с ручным приводом. При эксплуатации эти задвижки должны быть опломбированы в открытом положении.

Трубопроводы после предохранительных устройств должны быть уложены с уклоном не менее 0,002 в сторону зачистного насоса.

7.1.19 Для опорожнения технологических трубопроводов и оборудования должны предусматриваться самотечные дренажные трубопроводы со сбросом нефти в заглубленные емкости. Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002.

7.1.20 На участке трубопровода после МН до узла регулирования должен быть установлен быстродействующий обратный клапан (без демпфера).

7.1.21 Для поддержания заданных величин давлений (минимального на входе и максимального на выходе МН) предусматривается регулирование давления методом дросселирования, или, при соответствующем обосновании, применением гидромолта или электропривода с регулируемым числом оборотов.

Узел регулирования должен состоять не менее чем из двух регулирующих устройств. Схема узла регулирования должна обеспечивать равномерное распределение потока и предусматривать прямые участки до и после регулирующих устройств длиной не менее 5 диаметров.

Выбор параметров регулирующих устройств должен осуществляться с учетом обеспечения регулирования при отключении одного из регулирующих устройств и перепада давления при отсутствии регулирования, равного 2030 кПа при двух работающих устройствах. Максимальный перепад принимается равным полному напору одного магистрального насоса при подаче, равной пропускной способности нефтепровода.

7.1.22 В соответствии со СНиП 2.05.06 на промежуточных НПС магистральных нефтепроводов диаметром 720 мм и выше должны предусматриваться ССВД. Применение ССВД на нефтепроводах меньшего диаметра обосновывается расчетами.

7.1.23 При появлении волн давления ССВД должна обеспечивать сброс части потока нефти из приемной линии МН в резервуары-сборники.

7.1.24 ССВД должна срабатывать при повышении давления в нефтепроводе на величину не более 0,3 МПа от установившегося давления в нефтепроводе, происходящем со скоростью выше 0,3 МПа/с. Дальнейшее повышение давления в зависимости от настройки ССВД должно происходить плавно со скоростью от 0,01 до 0,03 МПа/с. Начальная величина повышения давления и скорость повышения давления ССВД должны настраиваться плавно или ступенями.

7.1.25 ССВД должна иметь не менее двух исполнительных органов. Характеристика исполнительных органов должна обеспечивать поддержание параметров, указанных в п. 7.1.24, при выходе из строя одного из них. ССВД должна быть предпочтительно прямого действия без внешних источников питания.

7.1.26 ССВД должна устанавливаться на байпасе приемной линии НПС после фильтров-грязеуловителей с установкой двух задвижек с электроприводом, отключающих ССВД от приемной линии НПС. Диаметр байпасного трубопровода выбирается так, чтобы площадь сечения его была не менее половины площади сечения приемной линии.

7.1.27 До и после исполнительных органов ССВД должна предусматриваться установка задвижек с ручным приводом. Задвижки должны быть опломбированы в открытом положении.

7.1.28 Объем резервуаров-сборников для сброса нефти от ССВД должен быть не менее:

для нефтепроводов диаметром 1220 мм - 500 м³;

для нефтепроводов диаметром 1020 мм - 400 м³;

для нефтепроводов диаметром 820 мм - 200 м³;

для нефтепроводов диаметром 720 мм и менее - 150 м³.

7.1.29 Технологическая схема НПС с емкостью должна обеспечивать возможность работы по схеме «из насоса в насос», при этом необходимо предусматривать снижение максимального рабочего давления на предыдущей НПС до безопасного уровня.

7.1.30 При последовательной схеме включения насосов МН технологическая схема НПС должна обеспечивать возможность параллельно-последовательной работы НА с учетом наличия или перспективы строительства параллельных нефтепроводов.

7.1.31 Отключаемые надземные участки трубопроводов НПС должны иметь защиту от повышения давления вследствие колебания температуры.

7.1.32 Запорная арматура (задвижки, шаровые краны) и обратные клапаны с концами под приварку должны устанавливаться подземно; фланцевая - наземно.

7.1.33 Оборудование и арматура, устанавливаемые на открытом воздухе, без укрытия, должны применяться в климатическом исполнении, соответствующем микроклиматическому району размещения НПС по СНиП 23-01.

7.1.34 Испытание трубопроводной обвязки магистральных насосных агрегатов должно предусматриваться совместно с насосами с учетом ограничений заводов-изготовителей оборудования, арматуры, труб и соединительных деталей.

7.1.35 Для привода насосов должны применяться электродвигатели в исполнении, обеспечивающем их установку в соответствии с категорией помещения (общий машинный зал с насосами, машинный зал с противопожарной стеной/перегородкой) или на открытых площадках.

7.1.36 На НПС с емкостью предусматриваются лаборатории для выполнения анализов перекачиваемой нефти. Лаборатория должна соответствовать требованиям, устанавливаемым РД 39-0144103-354. Типовое положение о лаборатории производящей анализы нефти при приемосдаточных операциях.

7.1.37 Классификацию взрывопожароопасных зон - см. Приложение В.

7.1.38 Проектирование причалов для слива-налива нефти выполняется по «Нормам технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)» ВНТГ-5.

7.2 Резервуарные парки

7.2.1 Суммарный полезный объем резервуарных парков нефтепровода распределяется следующим образом.

Головная нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода должна располагать емкостью в размере от двухсуточной до трехсуточной производительности нефтепровода.

На НПС емкостью, расположенных на границе эксплуатационных участков, а также в месте перераспределения потока нефти между нефтепроводами должна предусматриваться резервуарная емкость в размере 0,3-0,5 суточной производительности нефтепроводов. При выполнении приемо-сдаточных операций на НПС резервуарная емкость должна быть в пределах 1,0-1,5 суточной производительности нефтепровода.

7.2.2 При нескольких параллельных нефтепроводах суммарный полезный размер резервуарной емкости должен определяться от суммы суточных производительностей каждого нефтепровода.

7.2.3 При последовательной перекачке нефти объем резервуарных парков каждой НПС емкостью и конечного пункта определяется по «Нормам технологического проектирования для нефтепродуктопроводов» ВНТП-3.

7.2.4 Полезная емкость (объем) резервуарных парков определяется по таблице 7.1 с учетом коэффициента полезной емкости, который равен отношению полезного объема резервуара к строительному номиналу.

Полезный объем резервуара определяется по нормативным верхним и нижним уровням, рассчитываемым по времени, необходимому для выполнения оперативных действий.

7.2.5 Количество резервуаров на НПС должно определяться с учетом ежегодного вывода в капитальный ремонт в соответствии с утвержденным нормативным коэффициентом 7-12% емкости по строительному номиналу с учетом единичной емкости резервуаров. Единичная емкость резервуаров выбирается из расчета установки не менее двух однотипных резервуаров на НПС, а в случае проведения приемо-сдаточных операций по резервуарам - не менее трех однотипных резервуаров.

Таблица 7.1

Тип резервуара	Коэффициент использования емкости
Вертикальный стальной 5-10 тыс. м ³ без понтона	0,79
То же, с понтоном	0,76
Вертикальный стальной 20 тыс. м ³ без понтона	0,82
Вертикальный стальной 20-100 тыс. м ³ с понтоном	0,79
То же, с плавающей крышей	0,83
Железобетонный заглубленный 10-30 тыс. м ³ (для существующих резервуаров)	0,79

7.2.6 В целях защиты резервуаров от перелива и защиты технологических трубопроводов и арматуры от превышения давления в составе резервуарного парка необходимо дополнительно предусматривать резервуарную емкость в объеме 2-х часовой производительности нефтепровода. Проектом должен предусматриваться сброс нефти по специальному трубопроводу от предохранительных устройств в резервуарный парк (не менее 2-х резервуаров) или в 2 отдельных резервуара. Для обеспечения надежной работы предохранительного устройства должны быть предусмотрены средства зачистки трубопровода сброса.

7.2.7 Для сокращения потерь нефти должны применяться резервуары с плавающими крышами или с понтонами (применение других типов резервуаров требует выполнения технико-экономического обоснования).

7.2.8 Подогрев нефти, в случае необходимости, должен производиться с применением рециркуляционных систем с подогревом в теплообменных аппаратах или в печах.

7.2.9 При транспорте нефти, требующей подогрев, проектом определяется необходимость применения и тип тепловой изоляции резервуаров и трубопроводов из несгораемых материалов.

7.2.10 Оборудование резервуаров должно обеспечивать технологические операции по заполнению их нефтью и опорожнению, защиту от повышения и понижения давления в газовом пространстве, защиту от распространения пожара, тушение пожара. Перечень оборудования для различных типов резервуаров определен «Правилами технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз» РД 153-39.4-078. Применение компенсаторов на приемо-раздаточных патрубках резервуаров для ограничения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуары, определяется проектом в зависимости от диаметров подводящих трубопроводов, емкости резервуаров и условий эксплуатации.

7.2.11 В резервуарах для нефти в целях предотвращения образования и удаления донных отложений должны устанавливаться системы размыва парафина с пригруженными соплами для железобетонных резервуаров и винтовые перемешивающие устройства для стальных. Для размыва парафина в железобетонных резервуарах следует предусматривать подачу нефти, как из магистрального нефтепровода, так и от насосных агрегатов с возможностью одновременной откачки нефти из резервуара.

7.2.12 Схемы технологических трубопроводов резервуарных парков должны обеспечивать опорожнение резервуаров, коллекторов резервуарного парка и подпорной насосной спомощью подпорных или зачистных насосов, а также предусматривать проектные решения, исключающие попадание газовоздушных пробок из подводящих трубопроводов в резервуары, оснащенные плавающими крышами или понтонами.

7.2.13 Внутриобвалования группы резервуаров допускается прокладка технологических трубопроводов, обслуживающих резервуары данной группы. Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние обвалования группы резервуаров. Устройство фланцевых соединений технологических трубопроводов и размещение задвижек в пределах обвалования (за исключением коренных) недопустимо.

7.2.14 Конструктивные решения по ограждению территории резервуарных парков определяются технико-экономическим расчетом.

7.3 Технологические трубопроводы

7.3.1 Коллектор магистральной насосной от входа первого насоса до узла регулирования должен рассчитываться на давление, превышающее рабочее давление в магистральном нефтепроводе на 1,0-1,5 МПа.

7.3.2 Необходимость установки переходников с одного диаметра на другой при подключении НА определяется гидравлическим расчетом и техническими условиями завода изготовителя.

7.3.3 На территории НПС, в том числе на территории резервуарного парка, прокладка нефтепроводов должна быть подземной. Трубопроводы, подлежащие опорожнению, должны укладываться с уклоном не менее 0,002.

Скорости движения нефти в трубопроводах должны составлять:

во всасывающих самотечных трубопроводах 0,5 - 1,5 м/с;

в нагнетательных трубопроводах 0,5 - 7,0 м/с.

7.3.4 При параллельной прокладке магистрального нефтепровода с действующими магистральными нефтепроводами следует предусматривать соединительные (блокировочные) трубопроводы в устройствах приема и пуска (или пропуска) средств очистки и диагностики (СОД).

7.3.5 На трубопроводы от узлов пуска-приема СОД до магистральной насосной, а также от подпорной до магистральной насосной распространяются нормы проектирования магистральных трубопроводов (СНиП 2.05.06, СНиП III-42) на остальные - нормы проектирования технологических трубопроводов (СНиП 3.05.05, СН 527, ВНТП-5).

7.3.6 Установка запорной арматуры должна обеспечивать доступ для обслуживания фланцевых соединений и сальниковых устройств.

Соединение запорной арматуры с технологическими трубопроводами должно быть на сварке.

8 Автоматизация, телемеханизация и автоматизированные системы управления

8.1 Системы управления

8.1.1 При проектировании магистральных нефтепроводов или отдельных объектов на магистральных нефтепроводах должно предусматриваться их оснащение средствами автоматики, телемеханики и создание автоматизированных систем управления нефтепроводами (АСУ ТП).

8.1.2 Основными целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение транспортирования нефти с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы нефтепроводного транспорта и предотвращение аварийных ситуаций;
- сокращение потерь нефти при транспортировании и хранении;
- обеспечение качества поставляемых нефтей;
- осуществление оперативного учета материальных и энергетических ресурсов из затрат;
- сокращение (до минимума) времени и объема обслуживания и ремонта нефтепровода.

8.1.3 Технологическим объектом управления для АСУ ТП может являться НПС, один или несколько отдельных нефтепроводов, или их эксплуатационных участков независимо от административного подчинения.

8.1.4 С целью повышения уровня эксплуатации, улучшения использования оборудования и ресурсов при определении организационной структуры АСУ ТП следует совмещать управление несколькими объектами в общем районном диспетчерском пункте (РДП). С учетом устойчивой работы линии связи и экономических соображений должно предусматриваться создание крупных РДП, вплоть до объединения всех НПС или линейной части в пределах территориального управления под контролем территориального диспетчерского пункта (ТДП).

8.1.5 Контроль и управление каждой насосной должны осуществляться централизованно. При размещении на одной площадке нескольких насосных в операторной одной из них следует предусматривать создание местного диспетчерского пункта (МДП) для дистанционного контроля и управления всеми насосными на этой площадке. На НПС с емкостями в МДП сосредотачивается также управление резервуарным парком, подпорной насосной, узлами учета и т.д.

8.1.6 Объемы автоматизации и состав средств в системах локальной автоматики НПС должны обеспечивать работу сооружений НПС без дежурного персонала при управлении средствами телемеханики, а также контроль и управление дежурным оператором при неисправности или отсутствии средств телемеханики.

8.1.7 Резервуарные парки должны быть оборудованы средствами местного и дистанционного измерения уровня в резервуарах, управления задвижками, участвующими в основных технологических операциях, а также системой автоматической защиты от перелива резервуаров и повышения давления в подводящих трубопроводах.

8.1.8 В состав комплекса технических средств АСУ ТП входят:

- вычислительный комплекс совместно с устройствами сбора, представления и регистрации информации;
- средства телемеханизации насосных станций и линейных сооружений;
- системы локальной автоматики нефтеперекачивающих станций, линейной части, пунктов приема и сдачи нефти;

- системы измерения (учета) количества и качества нефти, электроэнергии;

- аппаратура передачи данных.

8.1.9 Технические характеристики автоматизированных систем управления (быстродействие, надежность, точность выполнения функций и т.п.) принимаются в соответствии с требованиями на создание Единой автоматизированной системы управления (ЕАСУ).

8.1.10 Проектирование систем автоматики, телемеханики должно выполняться на базе микропроцессорных средств с учетом создания единых сетевых структур.

8.1.11 Все программно-логические контроллеры, применяемые в локальных системах автоматики должны иметь возможность передавать информацию в технологическую сеть ПЛК НПС (ЛГДС). Все ПЛК должны соответствовать требованиям рекомендаций МЭК (IEC) 61131-1. Программирование ПЛК должно осуществляться в соответствии с требованиями МЭК (IEC) 61131-3.

В микропроцессорных системах автоматики предусматривается использование аварийного контроллера или блока ручного управления для реализации функций общестанционных защит и аварийной остановки НПС.

8.1.12 Для обеспечения обмена информацией между отдельными системами локальной автоматики использовать протоколы:

- Modbus для связи с вторичными блоками измерительных приборов;

- Modbus + для связи ПЛК различных систем локальной автоматики;

- протокол в соответствии с требованиями МЭК (IEC) 61158-4 для связи ПЛК различных систем локальной автоматики и передачи данных от интеллектуальных датчиков в ПЛК;

- канальный протокол Ethernet, транспортный TCP/IP для связи АРМ (систем верхнего уровня) локальных систем автоматики в локальную сеть МДП. При этом ЛВС МДП, в состав которой входят технические средства систем локальной автоматики должна быть организована отдельно от ЛВС НПС (ЛГДС), РУМН, ТДП, используемой для задач АСУП.

8.1.13 Построение систем автоматики должно предусматривать модульность построения, обеспечивающую создание распределенных систем и возможность поэтапного внедрения средств автоматизации.

8.1.14 Параметры автоматизации и требования к средствам автоматизации отдельных объектов (насосные, резервуарные парки, узлы учета, системы энергоснабжения, вспомогательные системы) определяются по ведомственным нормативным документам.

8.2 Автоматическая защита

8.2.1 Магистральная насосная

8.2.1.1 Каждая МН должна иметь автоматические защиты, действующие на отключение всех насосных агрегатов при появлении следующих событий и ситуаций:

- снижение давления на входе НПС ниже минимального значения;

- повышение давления в коллекторе МН перед узлом регулирования (или перед узлом подогрева нефти, узлом учета нефти и т.п.) выше максимального значения;

- повышение давления на выходе НПС после узла регулирования (или другого технологического объекта трубопровода до линейной части) выше максимального значения;

- загазованность максимум до 40% нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ) в помещениях МН и регуляторов давления, на установках подогрева нефти, в помещении маслосистемы и других производственных помещениях, относящихся к классу взрывоопасных зон В-1а;

- пожар в помещениях ПН и МН и регуляторов давления, на установках подогрева нефти, в помещении маслосистемы и в помещении электродвигателей (в насосных с разделительной стенкой);

- затопление общего укрытия (или помещения) магистральных насосов, помещений маслосистемы, камеры регуляторов давления, канализационной насосной неочищенных стоков;

- достижение максимального уровня нефти в сборнике утечек и сброса ударной волны;

- минимальное давление в камерах беспромвальной установки.

8.2.1.2 Магистральные насосные агрегаты должны иметь устройства автоматической защиты, обеспечивающие контроль параметров работы агрегата в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей агрегата и РД 153-39ТН-008 и отключение этого агрегата при возникновении неисправности или аварийной ситуации.

8.2.1.3 Для местного контроля давления на входе и выходе магистральных насосов устанавливаются манометры с погрешностью измерения не выше класса 1,0. У последнего по потоку нефти магистрального агрегата манометр устанавливается только на входе. Для насосов вспомогательных систем устанавливаются манометры класса 2,5.

8.2.1.4 Погрешность датчиков (сигнализаторов), используемых для защит МН по давлениям, не должна превышать 1,5%.

8.2.1.5 Уставка защит по максимальным давлениям не должна превышать более чем на 10% рабочее давление в магистральном нефтепроводе, принятое при расчете на прочность нефтепровода по СНиП 2.05.06.

8.2.1.6 Уставка защиты по минимальному давлению на входе НПС должна быть выше 85% от величины кавитационного запаса насоса.

8.2.1.7 Срабатывание защит по загазованности, пожару, по затоплению и по максимальному уровню нефти в сборнике утечек и сброса ударной волны должно сопровождаться автоматическим отключением магистральных агрегатов, автоматическим закрытием задвижек подключения МН к нефтепроводу на промежуточных НПС. На НПС с емкостью автоматическое

отключение магистральных агрегатов сопровождается автоматическим отключением подпорных агрегатов с автоматическим закрытием задвижек между подпорной насосной и резервуарным парком, между МН и ПН и закрытием выходной задвижки НПС. При пожаре дополнительно автоматически отключаются системы вентиляции в защищаемом помещении.

8.2.1.8 В защищаемых помещениях при пожаре следует предусматривать автоматическое отключение электродвигателей вспомогательных систем и других активных электроприемников (кроме аварийного освещения).

8.2.1.9 Срабатывание защиты по загазованности должно сопровождаться автоматическим включением всех имеющихся систем вентиляции данного помещения.

8.2.1.10 Срабатывание всех защит, перечисленных в п. 8.2.1.1, должно сопровождаться автоматической световой и звуковой сигнализацией в месте постоянного пребывания дежурного эксплуатационного персонала. Действие защит по пожару из загазованности должно также сопровождаться автоматическим звуковым сигналом оповещения по территории и световыми сигналами в соответствующем помещении. При отсутствии постоянного персонала в этом помещении световые сигналы должны располагаться перед входом в помещение. В помещениях насосных агрегатов световые и звуковые сигналы устанавливаются снаружи и внутри помещения.

8.2.1.11 Вблизи всех эвакуационных выходов из помещения с насосными агрегатами снаружи (в безопасных и доступных местах) должны быть установлены кнопки «Стоп» для аварийного отключения насосной по пожару.

8.2.1.12 Во всех закрытых помещениях с взрывоопасными зонами должны быть предусмотрены сигнализаторы до взрывоопасных концентраций горючих газов и паров (газосигнализаторы).

Установка газосигнализаторов следует выполнять в соответствии с РД БТ 39-07191-003.

8.2.2 Подпорная насосная

8.2.2.1 Подпорные насосные агрегаты должны иметь устройства автоматической защиты, обеспечивающие контроль работы агрегатов и их отключение в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей агрегатов (насосов и электродвигателей) и РД 153-39ТН-008.

8.2.2.2 ПН при размещении в помещении должна иметь автоматические защиты, действующие на отключение насосных агрегатов по пожару, загазованности и затоплению аналогично МН (см. п. 8.2.1.7).

8.3 Резервуарные парки

8.3.1 В резервуарных парках следует предусматривать:

- автоматическую защиту от перелива резервуаров и от превышения давления на подводящих трубопроводах;

- автоматическую пожарную сигнализацию и автоматизацию пожаротушения в соответствии со СНиП 2.11.03, ВНГБ 01-02-01.

С учетом требований по автоматизации предусматривается дистанционная система измерения уровня нефти в резервуарах, измерение средней температуры нефти, измерение уровня подтоварной воды.

8.3.2 Автоматическая защита от перелива должна обеспечивать закрытие задвижек на линиях подачи нефти в резервуар при достижении в нем максимального уровня нефти и открытие задвижки на линии сброса в аварийный резервуар. Настройка максимального уровня производится ниже уровня (аварийного), допускаемого несущей способностью резервуара, на величину, соответствующую количеству нефти, которое может поступить в резервуар за время закрытия задвижки налива, а также с учетом температурного расширения нефти.

Допустимый уровень (аварийный) по конструкции резервуара определяется:

- для резервуаров со стационарной крышей или со стационарной крышей и понтоном пеногенераторами, встроенными в стенку резервуара, - нижним краем пеногенератора минус 0,3 м;

- для резервуаров со стационарной крышей при подслоном пожаротушении - отметкой верха стенки резервуара минус 0,3 м;

- для резервуаров со стационарной крышей и понтоном при подслоном пожаротушении нижней образующей верхнего ввода пенопровода минус 0,3 м;

- для резервуаров с плавающей крышей отметкой верха стенки резервуара минус 0,3 м.

8.3.3 Для автоматической защиты от перелива должен использоваться отдельный датчик максимального уровня, не связанный с измерителем уровня оперативного контроля.

8.4 Автоматическая система пожаротушения

8.4.1 Общие требования.

8.4.1.1 При проектировании систем автоматизации пожаротушения кроме настоящих норм следует использовать следующие нормативные документы:

СНиП 2.04.09; СНиП 2.11.03; ППБ-01; НПБ 104; НПБ 110; ВППБ 01-05; ПУЭ; ГОСТ Р 51330.13; РД 153-39.4-087.

8.4.1.2 Автоматизация системы пожаротушения должна включать:

- автоматическую селективную пожарную сигнализацию места пожара;

- автоматическую световую и звуковую сигнализацию о возникновении пожара в соответствии с п. 8.2.1.10;

- автоматическое, дистанционное и местное управление системой автоматического пожаротушения;

- автоматическое включение защит оборудования и помещений в соответствии с п. 8.2.1.7, а также при дистанционном и местном пуске установок пожаротушения;

- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации ипожаротушения;
- возможностьснятия (квитирования) звуковой сигнализации; контроль световой и звуковойсигнализации (по вызову);
- автоматическое открытие задвижек систем пожаротушения на горящий объект;
- автоматический запуск насосов подачи раствора пенообразователя и систем охлаждениярезервуаров;
- автоматический запуск резервных насосов систем пожаротушения и водоорошения.

8.4.1.3Селективная (избирательная) сигнализация пожара и дистанционное управлениесистемой автоматического пожаротушения должны предусматриваться в МДП (или воператорной при отсутствии МДП) с дублированием сигнализации о пожаре исрабатывании систем автоматического пожаротушения в пожарном посту и воператорной (при наличии в нем постоянного дежурного персонала).

8.4.1.4 Дляавтоматического пожаротушения помещений с взрывоопасными зонами итехнологических объектов должны применяться установки, использующие способы исредства пожаротушения, согласованные с ГУГПС МВД России и рекомендованные дляприменения в соответствующих помещениях.

8.4.1.5Автоматизация пенного пожаротушения должна предусматривать:

- автоматизацию заполнения пожарных насосов; автоматическое, дистанционное иместное включение насосов подачи воды и пенообразователя;
- автоматическое дозирование необходимого количества пенообразователя;
- автоматическоевключение резервных насосов с электроприводом в случае отказа в работе рабочегонасоса или невыхода его на режим в течение установленного времени;
- автоматическое селективное открытие запорной арматуры на линиях подачи пены кзащищаемым объектам;
- местноеуправление устройствами компенсации утечки раствора пенообразователя изтрубопроводов и сжатого воздуха из гидроневматических емкостей;
- отключениеавтоматического пуска насосов;
- сигнализациюминимального давления в напорной сети раствора и пенообразователя;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации;
- автоматический контроль аварийного уровня воды и температуры в резервуарахпожарного запаса и уровня пенообразователя в резервуарах для пенообразователя;
- световую извуковую сигнализацию возникновения пожара, контроль исправности звуковой исветовой сигнализации (по вызову);
- снятиезвуковой сигнализации.

8.4.2 Датчикипожарной сигнализации (пожарные извещатели)

8.4.2.1 Длясигнализации пожара в нефтенасосных и резервуарах следует применять извещатели,реагирующие на тепло или инфракрасное излучение.

8.4.2.2Пожарные извещатели теплового типа должны иметь температуру срабатывания, не менее чем на 20°С превышающую максимальную температуру окружающего воздуха сучетом местного нагрева оборудования.

8.4.2.3 Запусксистемы автоматического пожаротушения должен осуществляться при срабатывании не менее двух пожарных извещателей.

Эта схемаможет реализовываться двумя лучами, к которым подключены разные датчики, или спомощью пожарного концентратора, принцип действия которого позволяет определитьчисло сработавшихся в луче датчиков.

8.4.2.4Пожарные извещатели следует устанавливать в соответствии со СНиП 2.04.09 ирекомендациями заводов-изготовителей.

8.4.3 Схемыавтоматизации

8.4.3.1Система автоматического пенного пожаротушения должна предусматриватьселективное управление запорными устройствами на линиях подачи пены кзащищаемым объектам.

8.4.3.2Аппаратура автоматического управления насосами пожаротушения и запорными устройствамина пенопроводах может устанавливаться в операторной или в МДП НПС.

8.4.3.3Включение системы автоматического пожаротушения должно сигнализироваться взащищаемом помещении одновременным световым и звуковым сигналами,устанавливаемыми в соответствии с п. 8.2.1.10.

8.4.3.4Система производственно-технического водоснабжения должна предусматриватьавтоматическую подачу воды в резервуары противопожарного запаса при включениипожарных насосов, а также закрытие задвижек на линиях подачи воды в системупроизводственно-технического водоснабжения при достижении уровня пожарногозапаса в этих резервуарах.

8.4.3.5Дистанционный контроль уровней и температуры воды в наземных резервуарахпротивопожарного запаса воды и раствора пенообразователя может осуществляться сигнализациейпредельных уровней в операторной (МДП).

8.4.3.6 Воператорной (МДП) для систем пенного пожаротушения следует предусматриватьсветовую и звуковую сигнализацию:

- положениязадвижек на линиях подачи пены к защищаемым помещениям;

- максимального и минимального давления в сети подачи воды при работе насосов пожаротушения;
- работы и неисправности насосов системы автоматического пожаротушения;
- предельных уровней и температуры воды в резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя;
- отключения звуковой сигнализации о пожаре;
- отключения автоматической подачи пены в нефтенасосную.

8.4.3.7 Звуковые сигналы о пожаре на месте (ревуны, сирены) могут быть общими с сигнализацией загазованности в помещениях или установках.

Световые сигналы о пожаре и загазованности в защищаемых помещениях должны быть отдельными.

9 Метрологическое обеспечение

9.1 Общие положения

9.1.1 Проектными организациями при проектировании объектов магистральных нефтепроводов в составе проектной документации должны быть разработаны материалы по:

- метрологическому обеспечению учета нефти при ее приеме, сдаче, хранении, движении и использовании на собственные нужды;
- метрологическому обеспечению основного и вспомогательных производств;
- организации метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащении.

Материалы по метрологическому обеспечению должны быть включены в состав общей пояснительной записки и рабочей документации.

Организация и проведение работ по метрологическому обеспечению должны осуществляться проектной организацией при соблюдении действующих государственных стандартов, правил и норм по обеспечению единства измерений.

9.1.2 Проектная документация подлежит обязательной метрологической экспертизе. Метрологическую экспертизу проектов проводят метрологические службы, аккредитованные на право проведения метрологической экспертизы проектной документации в соответствии с правилами по метрологии ПР 50.2.013.

9.1.3 Метрологической экспертизе подвергается следующая документация:

- заявки на разработку технических заданий;
- проекты технических заданий, заданий на проектирование;
- материалы пояснительной записки и рабочей документации проекта;
- документы и проектные решения, используемые в составе проекта (технические условия, программы и методики испытаний, эксплуатационные документы);
- другие виды документации, в том числе контрактные условия на закупку к данному проекту оборудования, технических и программных средств, соглашения в части вопросов обеспечения единства измерений при реализации проекта.

9.1.4 Применяемые в проектной документации наименования и обозначения физических величин и их единиц должны соответствовать международной системе единиц СИ, требованиями действующих стандартов (ГОСТ 8.417, ГОСТ 8.430).

9.1.5 Результаты метрологической экспертизы излагаются в экспертном заключении, вместе с которым рассмотренная проектная документация возвращается разработчикам для внесения изменений.

9.1.6 Применяемые метрологические термины должны соответствовать требованиям и рекомендациям стандартов и терминологических сборников (РМГ 29).

9.1.7 Документация должна предъявляться на метрологическую экспертизу комплектно в соответствии с действующими инструкциями и положениями, определяющими порядок оформления, учета, обращения и хранения проектной документации и должна быть подписана разработчиками.

9.1.8 Решения по результатам метрологической экспертизы являются для разработчиков проекта обязательными.

9.2 Метрологическое обеспечение при проведении учетных операций и при использовании нефти на собственные нужды

9.2.1 Для обеспечения учета количества и качества нефти в системе магистральных нефтепроводов должны проектироваться узлы учета нефти (УУН).

9.2.2 В зависимости от выполняемых функций УУН делятся на коммерческие и оперативные. Коммерческие УУН предназначены для измерения количества и показателей качества нефти при приемке в систему магистральных нефтепроводов, сдаче НПЗ, на экспорт, на налив в морской и речной транспорт, налив в железнодорожные и автоцистерны. Оперативные УУН предназначены для оперативного контроля движения нефти и могут являться резервными средствами для коммерческих систем.

9.2.3 Погрешность измерений коммерческих и оперативных УУН должна соответствовать требованиям ГОСТ 26976.

9.2.4 УУН предусматриваются в пунктах:

- приема отнефтедобывающих предприятий;
- приема исдачи смежным предприятиям;
- приема исдачи НПЗ, на экспорт, на налив в морской и речной транспорт, налив в железнодорожные и автоцистерны.

9.2.5 Всесредства измерений, входящие в состав УУН, должны иметь сертификаты утверждения типа Госстандарта России.

9.2.6 При проектировании в состав УУН должны включаться:

- блоки измерительных линий;
- блоки обработки информации;
- блоки контроля качества нефти;
- метрологическое оборудование, рабочие эталоны;
- узлы регулирования давления и расхода;
- устройства гарантированного питания;
- аналитическая лаборатория.

9.2.7 На входе УУН устанавливается блок фильтров-грязеуловителей для предварительной грубой очистки нефти.

9.2.8 На входе измерительные линии должны быть установлены фильтры тонкой очистки нефти.

9.2.9 Число рабочих и резервных (не менее) измерительных линий коммерческого УУН должно определяться из условий обеспечения заданной точности измерения в диапазоне производительности нефтепровода с учетом экстремальных режимов перекачки. На наливных пунктах в морской и речной транспорт нефтеизмерительная система должна работать с заданной точностью в пределах режимов погрузки нефти в танкеры.

9.2.10 Входной и выходной коллекторы должны иметь подключения с противоположных сторон.

9.2.11 Задвижки технологической обвязки (выходные и на трубопоршневую установку) должны иметь абсолютное закрытие с контролем герметичности.

9.2.12 Технологическая схема и состав оборудования УУН должны соответствовать требованиям государственных стандартов, метрологических норм и правил, ведомственных нормативов по проектированию и эксплуатации УУН.

9.2.13 Системы измерений количества и показателей качества нефти резервуарных (товарных) парков.

9.2.13.1 Товарные парки - группы технологически обвязанных резервуаров, предназначенных в качестве резервной схемы для измерения количества и качества нефти при приеме в систему магистральных нефтепроводов, сдаче НПЗ, на экспорт, на налив в морской и речной транспорт, налив в железнодорожные и автоцистерны, а также хранения, подготовки, смешения (компаудирования) нефти, принятой от грузоотправителей для транспортировки в системе магистральных нефтепроводов.

9.2.13.2 Все резервуары должны иметь действующие градуировочные таблицы и быть оборудованы автоматическими системами измерений.

9.2.13.3 Всесредства измерений должны быть поверены и иметь соответствующие действующие сертификаты.

9.2.14 Испытательные химико-аналитические лаборатории.

9.2.14.1 Для определения физико-химических показателей нефти все проектируемые объекты магистральных нефтепроводов, на которых планируется проведение операций по приему-сдаче или отпуску нефти, должны иметь в своем составе аккредитованные испытательные лаборатории.

9.2.14.2 Лаборатории должны быть оснащены средствами измерений, лабораторными анализаторами с сертификатом об утверждении типа Госстандарта РФ.

9.2.15 Системы для учета нефти на собственные нужды.

Проектом должны быть определены исходные данные о годовом расходе нефти на собственные нужды (при необходимости с сезонной разбивкой), установлены нормативы расхода нефти. На основании данных должен быть произведен выбор метода и средств измерений.

9.2.15.1 При динамическом методе измерений для учета нефти на потоке система должна быть оснащена:

- первичными измерительными преобразователями (расходомеры, массомеры);
- вторичной электронной аппаратурой.

9.2.15.2 При статическом методе измерений для учета нефти должны применяться системы измерений количества и показателей качества нефти в резервуарах.

9.2.16 Системы для оперативного измерения на потоке и обеспечения информации обнаружения утечек транспортируемой нефти между НПС.

9.2.16.1 Требования к данным системам по составу должны соответствовать пункту 9.2.1 в случае их применения на границах магистральных нефтепроводов между двумя территориальными управлениями, а также на НПС, где происходит перераспределение грузопотоков между магистральными нефтепроводами, без оснащения эталонным оборудованием.

9.2.16.2 Для целей оперативного контроля транспортируемой нефти состав системы должен обеспечивать измерение объема, температуры и давления нефти с требуемой точностью.

9.3 Метрологическое обеспечение основного и вспомогательного производств

9.3.1 Измерительно-контролирующие и измерительно-регулирующие системы основного производства. В состав систем основного производства входят:

- система измерений и контроля давления и температуры НПС и линейной части;
- система измерений и контроля уровня вибрации НА;
- система измерений и контроля взрывоопасных концентраций газов;
- система измерений и контроля температур НА;
- система измерений и контроля давления масла (воды, воздуха) НА;
- система приточно-вытяжной вентиляции помещений;
- система измерений и контроля давления систем пожаротушения;
- система измерений и регулирования расхода;
- система регулирования и перераспределения потоков.

Данные о типах количествах средств измерений указанных систем с учетом нормативов обменного фонда должны быть учтены при разработке раздела по организации метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащении.

9.3.2 В состав измерительно-контролирующих систем вспомогательного производства входят:

- система измерений и учета электроэнергии;
- система измерений и учета тепловой энергии и теплоносителя.

Проектом должны быть определены исходные данные о годовом расходе энергии и энергоносителей, установлены нормативы их расхода по всему проектируемому объекту в целом и по отдельным внутрипроизводственным подразделениям. Должны быть разработаны схемы энергоснабжения объекта и отдельных подразделений, для которых необходим коммерческий учет расхода энергии и энергоносителей, а также участков, для которых необходим внутрипроизводственный учет. На основании данных должен быть произведен выбор метода и средств измерений из номенклатуры сертифицированных средств измерений, а также эталонное и ремонтное оборудование для оснащения ремонтно-поверочных лабораторий подразделений метрологической службы.

В соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей создание подразделений метрологической службы для проведения поверки средств измерений и учета электроэнергии на каждом предприятии потребителе энергии является обязательным.

При разработке данного раздела в проектной документации следует также руководствоваться Правилами учета тепловой энергии и теплоносителей Минэнерго РФ, комплектом ГОСТ 8.563.1, ГОСТ 8.563.2, ГОСТ 8.563.3, по измерению расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления.

9.3.3 Автозаправочные станции

Проектом должны быть определены исходные данные о годовом расходе топлива на проектируемом объекте. Автозаправочные станции должны быть оснащены:

- автоматическими заправочными колонками;
- средствами измерения уровня;
- градуированными подземными емкостями.

9.3.4 Подразделения метрологического обслуживания

Подразделения метрологического обслуживания создаются на обособленно размещаемых подразделениях основного и вспомогательного производств с целью обеспечения единства измерений на этих предприятиях и выполнения работ по:

- поверке и калибровке средств измерений;
- ремонту средств измерений;
- ведомственному контролю метрологических характеристик средств измерений в рабочем режиме их эксплуатации в межповерочном интервале.

Должен быть произведен выбор типа и количества средств измерений, а также эталонное и ремонтное оборудование для оснащения ремонтно-поверочных лабораторий подразделений метрологической службы.

9.3.5 При проектировании баз производственного обслуживания (БПО, ЦБПО), подразделений технологического транспорта и спецтехники, специализированных подразделений по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах (АВГ, АРГ), объектов производственно-технической связи, объектов подразделений подводно-технических работ следует предусматривать организацию подразделений метрологических служб и оснащение их средствами измерений, эталонами, стационарными и передвижными ремонтно-поверочными лабораториями по номенклатуре выполняемых работ.

9.4 Организация метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащение

9.4.1 Материалы проекта по организации метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащении должны быть разработаны в соответствии с Типовым положением о метрологической службе государственных органов управления Российской Федерации и юридических лиц ПР 50-732.

9.4.2 В зависимости от расчетной потребности объекты проектирования должны оснащаться стационарными ремонтно-

поверочными метрологическими лабораториями и (или) передвижными (мобильными) ремонтно-поверочными метрологическими лабораториями.

9.4.3 Количество метрологических лабораторий должно определяться исходя из парка СИ на проектируемом объекте.

9.4.4 Лаборатории комплектуются необходимым метрологическим и ремонтным оборудованием. Выбор метрологического оборудования производится в соответствии с методикой поверки на данный тип средств измерений и соответствующим разделом описания типа средства измерений.

9.4.5 Помещения поверочных (калибровочных) подразделений и их оборудование должны удовлетворять требованиям ГОСТ 8.395, МИ 670 и МИ 2284. Поверочные (калибровочные) подразделения размещают в специальном здании или помещениях (не выше 2-го этажа) вдали от объектов, создающих сильные магнитные и высокочастотные поля, источники вибрации и шума (с уровнем выше 90 дБ), радиопомех (машин, электросварочного оборудования и др.). Определение потребности в оборудовании и помещениях метрологической службы должно быть основано на рекомендациях МИ 670 и МИ 646.

9.4.6 Исходя из состава парка средств измерений на проектируемом объекте, расчетных величин оснащения поверочным (калибровочным) оборудованием и эталонами, регламентов проведения технического обслуживания и ремонтов средств измерений и оборудования ремонтных и поверочных (калибровочных) лабораторий, а также с учетом опыта эксплуатации средств измерений на других объектах, в соответствии с РД 39-5-1227, в проекте должен быть рассчитан обменный фонд средств измерений. Для расчета обменного фонда допускается использовать ранее разработанные нормативы, а также нормативы обменного фонда оборудования и норм расхода запасных частей и материалов на техническое обслуживание и капитальный ремонт СИКН, другие типовые нормы.

10 Электроустановки магистральных нефтепроводов

10.1 Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения.

10.1.1 Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения приведены в таблице 10.1.

10.1.2 Для электроприемников особой группы I категории бесперебойность электроснабжения и допустимое время перерыва электроснабжения должны быть обеспечены в обязательном порядке, отнесение к этой группе других электроприемников допускается только в обоснованных случаях.

10.1.3 При определении категорий надежности особое внимание следует уделить надежности электроснабжения электроприемников, предназначенных для обеспечения требуемых климатических условий внутри электрооборудования, устанавливаемого вне помещений (электроподогрев в камерах, шкафах, антиконденсатный подогрев и т.п.) и в электропомещениях.

10.1.4 Выбор мощности основных источников питания при преобладании электроприемников I и II категории следует производить исходя из того, что при выходе из строя одного из них, оставшийся в работе должен обеспечить работу питаемого участка магистрального нефтепровода без ущерба для его основной деятельности на время, необходимое для ввода в действие вышедшего. В данном режиме следует определить возможность и (или) целесообразность автоматического или ручного отключения неотвеченных потребителей (при наличии).

Мощность аварийного (резервного) источника (источников) автономных источников питания определяется, исходя из надежного питания электроприемников особой группы в рабочих и переходных режимах (например, пусковых) и поддержания инфраструктуры НПС или участка линейной части магистрального нефтепровода на минимально допустимом уровне.

10.1.5 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.

10.1.6 В случае применения дизельной электростанции (ДЭС) в качестве резервного источника электроснабжения, она должна быть 3-й степени автоматизации.

Применение ДЭС с ручным пуском допускается только по требованию заказчика.

10.2 Кабельные и проводные линии

10.2.1 Прокладку кабелей по территориям НПС, на узлах СОД следует выполнять по кабельным и совмещенным эстакадам. Прокладка кабелей непосредственно в земле в траншеях не должна предусматриваться и допускается для одиночных или небольших групп кабелей и при явной нецелесообразности сооружения кабельной эстакады.

10.2.2 Прокладка кабелей в каналах (в том числе засыпаемых песком) по территории НПС, а также в блоках с устройством колодцев не допускается.

10.2.3 В пределах каре резервуаров должны прокладываться только кабели, относящиеся к электроприемникам, установленным в каре резервуаров (приводы коренных задвижек, механических систем размыва донных отложений, систем измерения, управления, автоматики и т.п.).

При прокладке кабелей в пределах каре в земле их следует прокладывать в герметично соединенных между собой ПВД трубах, сочлененных в местах выхода кабелей из земли со стальными коленами.

10.2.4 Наружные кабельные сети в районах с сейсмичностью 6 и выше баллов (при любых способах прокладки), а также прокладываемые в почвах, подверженных смещению должны выполняться бронированным кабелем с медными жилами (см. п. 2.3.45 ПУЭ).

10.2.5 Технологическая вдоль трассовая ВЛ должна запитываться от собственных источников.

10.2.6 Задвижки на речных переходах должны иметь два независимых источника электроснабжения.

10.3 Электроосвещение

10.3.1 Электроосвещение в помещениях и наружных установках должно выполняться на основании указания СНиП 23-05.

10.3.2 Общее освещение территорий НПС и узлов СОД выполняется прожекторами с газоразрядными лампами высокого давления, установленными на прожекторных мачтах, совмещенных смолниеприемниками.

10.3.3 Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться только взрывобезопасные аккумуляторные фонари группы II.

10.4 Меры по обеспечению безопасности

10.4.1 Молниезащита зданий, сооружений и наружных установок должна выполняться согласно требованиям РД 34.21.122.

10.4.2 Навводах в здании (сооружение) выполняется повторное заземление нулевых (PEN) и/или защитных (PE) жил кабелей.

10.4.3 Непосредственное присоединение к КЗУ сторонних проводящих частей строительных металлоконструкций, подкрановых путей технологического и сантехнического оборудования и их трубопроводов, должны выполнять организации, монтирующие эти конструкции, оборудование и трубопроводы; соответствующие указания и необходимые для их реализации материалы должны содержаться в соответствующих разделах проектной документации.

10.4.4 Тип системы заземления в сетях 0,4 кВ TN-C-S, при этом в распределительной (групповой) сети, а во взрывоопасных зонах в обязательном порядке должен применяться тип системы заземления TN-S.

Таблица 10.1

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4
Магистральные насосы: а/ головная НПС; б/ промежуточная НПС с емкостью или без емкости.	I I	Время на АВР, но не более 3 сек.	Определяется с учетом требований по надежности нефтеснабжения, защиты от гидроудара, раскладки труб и технико-экономических расчетов. Наличие второго источника питания обязательно
Коллектор задвижек магистральных насосов	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Подпорная насосная: а/ головной НПС; б/ промежуточной НПС с емкостью.	I I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Узел регулирования	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Фильтры-грязеуловители	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Узлы технологических задвижек /кроме «секущих»/	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Системы сглаживания волн давления	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Узлы учета нефти /приводы задвижек/:			
а/ коммерческий;	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
б/ оперативный.	II	Не более суток	
ТПУ	III	Не более суток	
Блок откачки из сборника утечек, разгрузки и сброса ударной волны	I II	Время на АВР, но не более 3 сек. При II не более суток	Определяется на стадии проектирования, в зависимости от способа откачки /в нефтепровод или передвижную емкость/
Маслосистема	I	Время на АВР, но не более 1 сек.	
Система подпора воздуха в электропомещениях, электросталы, приточные венткамеры, обслуживающие взрывоопасные зоны, в тамбуры-шлюзы, в оболочки электрооборудования с видом взрывозащиты «Р»	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Система отопления, вентиляции и кондиционирования, в т.ч.	Аналогично категории надежности и допустимому времени перерыва питания, предусмотренных для		п. 91 СНиП 2.04.05

взрывоопасных зон	основных электроприемников технологического и /или/ инженерного обслуживаемого здания, помещения, сооружения		
Аварийная вентиляция из взрывоопасных зон	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	п. 91 СНиП 2.04.05
Собственные нужды ДЭС /при наличии/	Особая группа	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Сооружения производственной канализации /нефтеловушки, отстойники, флотационные установки, насосные и т.п./	II	По гл. 1.2 ПУЭ, но не более суток	
Сооружения хозяйственно-бытовой канализации /насосные, септики и т.п./	II	По гл. 1.2 ПУЭ, но не более суток	
Сооружения водоснабжения /насосные, артскважины, очистные сооружения, водонапорные башни/	II	По гл. 1.2 ПУЭ, но не более суток	
Задвижки, отсекающие НПС, резервуарный парк	Особая группа	Время на АВР, но не более 3 сек.	В качестве третьего независимого источника допускается использование ДЭС 3 степени автоматизации
Задвижки защиты резервуара от перелива	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Резервуарный парк	I	Время на АВР, но не более 1 сек.	
Оборудование резервуара /коренные задвижки, мешалки/			
Насосы пено-водотушения	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	Должно быть предусмотрено технологическое резервирование
Задвижки на трубопроводах пено-водотушения	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	Должна быть предусмотрена возможность перевода от независимого источника питания
Узел связи /аппаратура связи/	I	Не допускается	Аварийное питание от агрегатов бесперебойного питания /UPS/
Станция радиорелейной связи /радиоаппаратура/	I	Не допускается	
Станция спутниковой связи	I	Не допускается	
Системы контроля, управления, измерения передачи и сохранения информации	Особая группа	Не допускается	Аварийное питание от агрегатов бесперебойного питания /UPS/
Станция катодной защиты	II	Не более 240 часов в год	
Котельные /системы автоматики, горелки, насосы, вентиляторы, дымососы и т.п./:			
а/ при НПС		Время на АВР, но не более 3 сек.	Работа одного котла должна быть обеспечена в течение не менее 1 суток от автоматического источника питания
б/ жилых комплексов объектов МН	II	От времени на АВР /3 сек./ до 4 часов, в зависимости от климатических районов	
Вспомогательные сооружения /мастерские, гаражи, склады, лаборатории, столовая, вахтовый комплекс/	III	Не более суток	
Электроприемники узла пуска и приема СОД			
а/при НПС	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
б/ на линейной части	II	Не более суток	
Линейные задвижки	II	Не более 2 часов	Должны быть обеспечены питанием от 2-х независимых источников
Береговые задвижки	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Дом линейного ремонтера, пункт наблюдения на реках	II	Не более суток	
Вертолетная площадка	III	Не более суток	
Пункт контроля и управления и необслуживаемый регенерационный пункт на трассе магистрального нефтепровода	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	
Пожарная, охранная сигнализация	I	Не допускается	Аварийное питание от агрегатов бесперебойного питания /UPS/
Электрическое освещение производственных и складских	В зависимости от категории электроприемни		

зданий и сооружений: а/ рабочее	-ков основного технологического и /или/ инженерного оборудования назначения здания /сооружения/		
б/ аварийное освещение /безопасности, эвакуационное/		Согласно указаниям п.п. 7.60-7.66 СНиП 23.05	
Освещение территорий: а/ НПС	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	При выходе из работы основных источников питания часть светильников или все должны быть запитаны от аварийного источника /п. 7.63 СНиП 23.05/
б/ охранное освещение	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	

11 Системы водоснабжения, канализации и пожаротушения

11.1 Водоснабжение и канализацию объектов магистральных нефтепроводов следует проектировать на основании следующих нормативных документов: СНиП 2.04.01; СНиП 2.04.02; СНиП 2.04.03.

11.2 На территории НПС и нефтебаз следует предусматривать производственно-дождевую канализацию для приема:

- производственных сточных вод от систем охлаждения насосных агрегатов, смыва площадок со сливо-наливными устройствами, полов в насосных станциях, воды от продувки котлов, химводоочистки, продувки градирен, промывки фильтровобезжелезивания и др.;

- подтоварных вод из резервуаров хранения нефти;

- дождевых и талых вод с открытых площадок для технологического оборудования и других мест, где эти воды могут быть загрязнены нефтепродуктами;

- воды от охлаждения резервуаров при пожаре.

11.3 Концентрацию загрязнений в производственных сточных водах НПС и нефтебаз следует принимать по таблице 11.1.

Таблица 11.1

Вид сточных вод	Концентрация загрязнений, мг/л		
	взвешенных веществ	нефти и нефтепродуктов	БПК полн.
Сточные воды от смыва площадок для технического оборудования, дождевые воды с этих площадок, производственные сточные воды из зданий насосных станций и др.	600	700 - 1000	200
Подтоварные воды из резервуаров для нефти	20	1000 - 2000	60
Балластные воды танкеров	50	5000	200
Дождевые воды с обвалованной площадки резервуарного парка	300	20	8

11.4 Бытовые сточные воды в количестве не более 5 м³/сут., очищенные на местных очистных сооружениях, при отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию.

11.5 Внутриобвалования группы резервуаров допускается прокладка инженерных коммуникаций, обслуживающих резервуары данной группы. Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние обвалования группы резервуаров за исключением сухих трубопроводов системы пожаротушения.

При наземной прокладке сухие трубопроводы раствора пенообразователя и пожарного водопровода должны прокладываться в теплоизоляции из несгораемых материалов.

Допускаемая протяженность сети и тип изоляции определяется теплотехническим расчетом.

11.6 Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами (хлопушками), приводимыми в действие сограждающего вала или из мест, находящихся за пределами внешнего ограждения (обвалования) парка, позволяющими направлять загрязненные воды в нормальных условиях в систему производственно-дождевой канализации.

На трубопроводах производственно-дождевой канализации на выходе из каре резервуарного парка за пределами обвалования должны быть установлены задвижки.

11.7 В колодцах на самотечной сети производственной или производственно-дождевой канализации следует предусматривать устройство гидравлических затворов:

- на магистральной сети канализации через 400 м;

- на всех выпусках из зданий и сооружений;

- на выпусках дождеприемников, расположенных на обвалованной площадке резервуарного парка за пределами обвалования (ограждающей стены);

- на самотечной сети до и после нефтеловушки.

Высота столба жидкости в гидравлическом затворе должна быть не менее 0,25 м.

Прокладка самотечных сетей производственной канализации внутри обвалованной территории резервуарного парка должна быть подземной, закрытой. В смотровых колодцах вместо лотковой части должна использоваться труба с тройником, оборудованная заглушкой для осуществления ревизии.

Для дождевой канализации в пределах одного обвалования допускается устройство лотков, перекрытых съемными плитами и решетками.

Сброс подтоварных вод от резервуаров в сеть производственной канализации, прокладываемой внутри обвалованной территории, должен предусматриваться с разрывом струи.

11.8 Пропускная способность сети и сооружений производственно-дождевой канализации должна определяться из условия приема обеспечения производственных сточных вод от зданий и сооружений, а также их условия обеспечения наибольшего из следующих расчетных расходов:

- подтоварных вод от одного наибольшего резервуара;
- дождевых вод с открытых производственных площадок сливо-наливных устройств;
- дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка при регулируемом сбросе.

Расчетный расход дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка или воды от охлаждения резервуаров во время пожара определяется при регулируемом сбросе, исходя из условия отведения этих вод с обвалованной площадки парка в течение 48 часов.

11.9 Сбор и уловленных нефтепродуктов от всех сооружений производственной и производственно-дождевой канализации (нефтеуловшек, резервуаров-отстойников, флотационных установок и др.) следует предусматривать в отдельный резервуар объемом не менее 5 м³.

11.10 Наземные резервуары, предназначенные для регулирования количества сточных вод, поступающих на очистные сооружения следует оснащать следующим оборудованием:

- приемо-отгрузочными устройствами с запорной арматурой;
- дыхательной и предохранительной арматурой;
- подогревательными устройствами.

11.11 Электроприводные задвижки, устанавливаемые на подводящих трубопроводах раствора пенообразователя к резервуарам с ЛВЖ, должны размещаться за пределами обвалования, к зданию магистральной насосной - за пределами дорожно-технологической зоны. Задвижки должны иметь местное и дистанционное управление.

В установке автоматического пожаротушения электрозадвижки должны открываться автоматически, дистанционно и по месту вручную.

Электропривод задвижек должен устанавливаться выше поверхности земли и иметь защиту от атмосферных осадков.

12 Системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования

12.1 Теплоснабжение, отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений предприятий нефтяной промышленности следует проектировать на основании следующих нормативных документов: СНиП 2.04.05, СНиП 2.04.07, СНиП II-3, СНиП II-35, СП 41-101, а также санитарных норм проектирования промышленных предприятий, норм технологического проектирования и настоящих Норм.

12.2 Для отопления, вентиляции и теплоснабжения следует предусматривать использование вторичных источников тепла (при наличии газогенераторных установок и печей подогрева), руководствуясь главой СНиП 2.04.05.

При отсутствии этих вторичных источников тепла для теплоснабжения следует предусматривать котельные, которые следует проектировать в соответствии со СНиП II-35.

12.3 Котельные производственных площадок магистральных нефтепроводов, имеющие в своем составе потребителей первой категории снабжения, по надежности отпуска тепла относятся к первой категории.

12.4 Класс ответственности здания II.

12.5 Котельные первой категории по степени надежности снабжения электроэнергией и водой относятся к объектам первой категории, в снабжении которых не допускаются перебои.

12.6 Котельные жилых комплексов объектов магистральных нефтепроводов, по надежности отпуска тепла относятся ко второй категории.

12.7 Котельные второй категории по степени надежности снабжения электроэнергией и водой относятся к объектам второй категории, надежность электроснабжения которых определяется в соответствии с таблицей 10.1.

12.8 Качество воды для питания паровых котлов должно соответствовать ГОСТ 20995 и ГОСТ 21563.

12.9 Качество воды для подпитки тепловых сетей должно соответствовать требованиям норм ИР 34-70-051.

12.10 Уровень пола нижнего этажа котельного помещения не должен быть ниже планировочной отметки земли, прилегающей к зданию.

В котельной недопускается устройство приемков для установки оборудования.

12.11 Размещение котельных, использующих газообразное топливо, в подвальных помещениях зданий и сооружений всех категорий не допускается.

12.12 В котельных должны быть установлены датчики контроля угарного газа.

12.13 При проектировании индивидуальных тепловых пунктов подключение каждой системы потребления тепла (контура отопления здания) осуществлять отдельно.

12.14 Температуру, относительную влажность и скорости движения воздуха в производственных помещениях следует принимать в соответствии с ГОСТ 12.1.005, как для легких работ.

Температуру воздуха °С в производственных помещениях с временным пребыванием людей следует принимать:

- 10 при пребывании работающих не более 2 часов в смену в холодный период года;

- не ниже 5 при пребывании работающих не более 15 минут и отсутствии технологических требований;

- не более 40 - при пребывании работающих не более 15 минут и избытках явного тепла более 25 Вт/м³ ч в теплый период года.

12.15 Для отопления зданий насосных, узлов связи, электрощитовых и других зданий, размещаемых на расстоянии более 150 м от тепловых сетей (при теплотреблении не более 50 кВт), допускается предусматривать отдельный источник теплоснабжения, подогрев электричеством.

Для подогрева воды единичных потребителей горячего водоснабжения (до трех душевых сеток) допускается применять электронагревательные приборы.

12.16 Проектирование печного отопления для зданий, располагаемых на площадках предприятий нефтяной промышленности, не допускается.

12.17 Для помещений насосных категорий А и Б (категория помещений определяется по НПБ105) объемом более 300 м³ при двух- и трехсменной работе следует проектировать системы воздушного отопления, совмещенные с приточной вентиляцией (с рабочим и резервным вентилятором и электродвигателями) без рециркуляции воздуха.

12.18 Для помещений насосов с электродвигателями категории А при одно- и двухсменной работе допускается проектировать комбинированное отопление: воздушное, совмещенное с приточной вентиляцией периодического действия (с установкой одного вентилятора с электродвигателем) и дежурное отопление с местными нагревательными приборами.

12.19 В производственных и вспомогательных помещениях, кроме помещений, перечисленных в п. 12.17 и 12.18 настоящих Норм, а также в помещениях объемом не более 300 м³ следует предусматривать системы отопления с местными нагревательными приборами (радиаторы, ребристые трубы и др.).

12.20 Кратность воздухообмена в помещениях объектов магистральных нефтепроводов, в которых имеет место выделение паров нефти (категории А и Б) в зависимости от сорта перекачиваемой нефти, должна быть не менее:

- товарная нефть при отсутствии сернистых соединений 3 обмена в час;

- при наличии сернистых соединений 8 обменов в час;

- высокосернистые нефти 10 обменов в час.

В помещениях высотой менее 6 м кратность воздухообмена должна быть увеличена на 25 % на каждый метр снижения высоты.

12.21 Для помещений зданий и сооружений объемом до 300 м³ категорий А и Б и пребыванием в них обслуживающего персонала до 2 часов в смену следует проектировать вытяжную вентиляцию с естественным побуждением и механическую с 8-ми кратным воздухообменом в час по полному объему помещения, включаемую автоматически по загазованности или вручную перед входом в помещение, и неорганизованный естественный приток.

12.22 В помещениях категории А и Б объемом более 300 м³ вытяжную вентиляцию следует проектировать:

- для нефти без сернистых соединений - естественную из верхней зоны через шахты с дефлекторами;

- для сернистой нефти естественную из верхней зоны и механическую из нижней зоны.

Кроме этого, необходимо предусматривать аварийную вытяжную вентиляцию с 8-ми кратным воздухообменом в час по полному объему помещения, включаемую автоматически по загазованности от газоанализатора. Для возмещения расхода воздуха, удаляемого аварийной вентиляцией, специальных приточных систем не предусматривать.

12.23 В помещениях категорий А и Б, заглубленных на 0,5 м и ниже уровня спланированной поверхности земли, при наличии взрывоопасных газов или паров с плотностью более 0,8 по отношению к воздуху, следует проектировать системы вытяжной вентиляции с механическим побуждением и удалением воздуха из нижней зоны в количестве, равном не менее трехкратного объема (надземной и заглубленной части помещения) в час. Установку вытяжных вентиляторов этих систем следует предусматривать выше уровня земли.

12.24 В заглубленных производственных помещениях категории Д (например, циркуляционные и водяные насосные станции), располагаемых на площадках сбора нефти или нефтепродуктов, следует предусматривать системы приточной вентиляции с механическим побуждением и 5-кратным воздухообменом в час. Системы приточной вентиляции следует проектировать с резервным вентилятором и электродвигателем. Забор воздуха для этих систем следует производить с высоты не менее 5 м от уровня земли с учетом расположения производственных выбросов.

12.25 Для прямых и каналов глубиной более 0,5 м, расположенных в помещениях категории А и Б, в которых обращаются взрывоопасные газы или пары с плотностью более 0,8 по отношению к воздуху или легко воспламеняющиеся жидкости, следует проектировать приточную или вытяжную вентиляцию с механическим побуждением кратностью не менее 20 воздухообменов в час от самостоятельной системы или от системы общеобменной вентиляции. Системы должны иметь два (рабочий и резервный) вентилятора с электродвигателями.

В помещениях на участках с производствами, в которых обращаются газы или пары плотностью 0,8 и менее по отношению к воздуху для прямков глубиной 1 м и менее, допускается вентиляцию не предусматривать.

12.26 В помещениях категории А и Б нефтяных насосных станций, в которых обращаются взрывоопасные газы или пары с плотностью 0,8 и менее по отношению к воздуху, требуемую кратность воздухообмена аварийной вентиляции следует обеспечивать совместной работой систем основной вытяжной и аварийной вентиляции.

В насосных станциях, перекачивающих нефть, плотность паров которой превышает 80% плотности воздуха, производительность систем аварийной вентиляции следует принимать в дополнение к воздухообмену, создаваемому системами общеобменной вытяжной вентиляции с механическим побуждением.

12.27 В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала (операторные, диспетчерские, административно-бытовые) допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне должны приниматься по Приложениям 1, 2 СНиП 2.04.05.

Эти нормы (по температуре и т.д.) в помещениях операторной, диспетчерской обеспечиваются установкой компактных кондиционеров сплит-систем.

Для административно-бытовых зданий следует предусматривать системы с центральными кондиционерами, обеспечивающими подогрев и охлаждение воздуха, соответственно в холодный и теплый периоды.

12.28 Электроприемники систем отопления и вентиляции следует предусматривать той же категории, которая устанавливается для электроприемников технологического оборудования или инженерного оборудования здания по СНиП 2.04.05, п. 9.1.

12.29 Средства автоматизации (контроля, автоматического регулирования, защиты оборудования, блокировки и управления) систем отопления и вентиляции следует проектировать, руководствуясь главой СНиП по проектированию отопления, вентиляции и кондиционирования и требованиями настоящего раздела.

12.30 Автоматизация систем приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением в помещениях категорий А и Б должна дополнительно обеспечивать:

- автоматическое включение систем аварийной вентиляции от датчиков газоанализаторов, срабатывающих при содержании взрывоопасных газов в воздухе помещений, достигающем 20% нижнего предела взрываемости. В дополнение следует предусматривать ручное и дистанционное включение систем аварийной вентиляции, располагая пусковые устройства у входа (двери) снаружи помещения;

- автоматическое включение резервных вентиляторов при выходе из строя основных;

- автоматическое включение световой и звуковой сигнализации, извещающей о неисправности вентиляторов и повышенной концентрации взрывоопасных паров и газов в воздухе помещений.

12.31 Включение вентиляторов систем вытяжной вентиляции периодического действия в помещениях категорий А и Б и объемом менее 300 м³ следует проектировать автоматическим от газоанализатора и ручным, размещая включающее устройство снаружи здания у основного входа.

12.32 Расстояние по горизонтали между местами выброса воздуха в атмосферу из воздухозабором при удалении воздуха в атмосферу высокоскоростными струями (факельный выброс), обеспечивающими удаление воздуха на высоту не менее 6 м от воздухозабора, не нормируется.

12.33 Оборудование вытяжных систем вентиляции помещений категорий А и Б допускается размещать как в самих производственных помещениях, так и снаружи зданий. При этом категория исполнения вентиляционного оборудования должна соответствовать категории помещения.

13 Производственно-технологическая связь

13.1 В составе магистральных нефтепроводов предусматриваются линии производственно-технологической связи, которые служат для централизованного управления работой нефтепроводов и являются технической базой для единой автоматизированной системы управления (ЕАСУ) объектами нефтепроводного транспорта.

13.2 При проектировании производственно-технологической связи должны выполняться требования Государственных нормативных документов (СНиП, ГОСТ, ПУЭ, ТУ, СП), требования международных стандартов, ведомственных нормативных документов Компании и настоящих Норм.

13.3 При проектировании следует также руководствоваться:

- ведомственными нормативными документами Министерства связи РФ;

- инструкцией по проектированию линейно-кабельных сооружений связи ВСН 116 Минсвязи;

- инструкцией по проектированию электроустановок предприятий и сооружений электросвязи, проводного вещания, радиовещания и телевидения ВСН 332 Минсвязи;

- отраслевыми отраслевыми нормами на монтаж сооружений связи, радиовещания и телевидения. ОСТН 600 Минсвязи;

- инструкцией по проектированию и строительству волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) газопроводов ВСН 51-115-004;

- руководством по строительству линейных сооружений магистральных и внутризоновых оптических линий связи.

Радиорелейные линии связи:

- радиорелейные линии передачи прямой видимости ВНТП 213 Минсвязи;

- инструкция по проектированию молниезащиты радиообъектов ВСН 1 Минсвязи.

13.4 На новых реконструируемых объектах технологической связи должны предусматриваться только цифровые каналы за исключением абонентских линий.

13.5 Производственно-технологическая связь должна предусматриваться в следующем объеме:

13.5.1 Технологические виды связи:

- диспетчерская связь диспетчера Центрального диспетчерского пункта Компании с диспетчером Территориального диспетчерского пункта (ТДП);

- диспетчерская связь диспетчера ТДП с диспетчером районного управления магистральных нефтепроводов и операторами НПС;

- диспетчерская связь диспетчера районного управления с НПС, наливными станциями и другими подчиненными ему оперативными службами;

- связь обслуживающего персонала, находящегося на трассе нефтепровода, с ближайшими НПС, а через коммутационное устройство на НПС с районным управлением телефонный канал или средства УКВ радиотелефонной связи. Указанный вид связи может быть использован для линейных ремонтных бригад, аварийно-восстановительных бригад, обслуживающего персонала вдоль трассовых ВЛ, линий связи, СДКУ;

- диспетчерская селекторная связь диспетчера районного управления с операторами НПС, наливных станций, нефтебаз, ПСП;

- видеоконференцсвязь для совещания Компании с территориальными управлениями;

- селекторная связь для связи совещаний Компаний с территориальными управлениями;

- селекторная связь для совещаний районных управлений с НПС;

- каналы связи для телемеханизации линейных сооружений;

- каналы связи для телемеханизации насосных станций, узлов учета нефти, объектов внутреннего электроснабжения на НПС.

13.5.2 Оперативно-производственная связь:

- оперативно-производственная телефонная и факсимильная (документальная) связь (междугородняя);

- оперативно-производственная телефонная и факсимильная связь (местная);

- каналы связи вычислительной сети ЕАСУ с минимальной пропускной способностью не менее 9600 бит/с.

13.6 Основные требования к количеству каналов и скорости цифровых потоков:

- диспетчерская и селекторная связь не менее одного речевого канала;

- удельная пропускная способность канала линейной ТМ не менее 2400 бит/с на 1 КП;

- минимальная пропускная способность каналов ЕАСУ не менее 9600 бит/с.

13.7 Каналы связи, предоставляемые для технологической и оперативно-производственной связи, должны удовлетворять Нормам на электрические параметры каналов тональной частоты магистральной и внутризоновых первичных сетей, Нормам на электрические параметры цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновых первичных сетей.

13.8 Качество связи в радиоканале линейной телемеханики должно определяться вероятностью ошибок, которые могут составлять не более 2×10^{-5} при уровне сигнала 1 мВ в канале на скорости 9600 бит/с.

13.9 Количество каналов и цифровых потоков оперативно-производственной связи определяется проектом в соответствии с техническим заданием на проектирование производственно-технологической связи.

13.10 Задание на проектирование разрабатывается в соответствии с требованиями СНиП 11-01-95 и дополнительными требованиями к системе производственно-технологической связи:

- состав системы;

- система связи на период строительства;

- мультиплексорному оборудованию для ЦРПЛ, КЛС, ВОЛС с указанием типа оборудования и фирмы поставщика;

- система подвижной радиотелефонной связи;

- каналам и цифровым потокам для ЕАСУ;

- размещению оборудования;

- электропитанию;

- станциям коммутации;

- система спутниковой связи;

- система радиодоступа к КП линейной телемеханики;

- используемым частотам.

13.11 В состав производственно-технологической связи кроме видов связи, перечисленных в п.13.4.2 должны быть предусмотрены:

- связь каждой НПС с ближайшими узлами связи сети связи общего пользования для выхода на местные административные органы, штабы ГО и ЧС, органы УПО МВД или ближайшиепожарные части УПО МВД, правоохранительные органы, предприятия-владелецкоммуникаций, пересекаемых нефтепроводами, и прочие организации;

Примечание - Если расстояние до ближайшего узла связисети связи общего пользования превышает 10 км, выход НПС на сети связи общепользования осуществляется через соседнюю НПС, районное управление или черзтерриториальное управление, что должно быть отражено в проекте.

- связьдиспетчера ТДП с дежурным персоналом управления или отделения железной дорогипри наличии пересечений магистральными нефтепроводами железных дорог.

Организациясвязи между ТДП и управлением или отделением железной дороги зависит оторганизационной структуры железнодорожного транспорта в зоне обслуживаниякаждого территориального управления;

- связьналивных станций с соседними НПС, с дежурными железнодорожных станций илиагентами морских и речных портов, а также с ближайшей пожарной частью УПО МВДпо одному телефонному каналу или по коммутируемому каналу сети общепользования;

- связь НПС,диспетчерских пунктов и наливных станций с энергоснабжающими организациямипроектируется по техническим условиям энергосистем (диспетчером ближайшейопорной электроподстанции; ТЭЦ или ГЭС). Связь между питающей подстанцией изенергодиспетчером предусматривается в составе проекта внешнегоэлектроснабжения.

13.12 Дляэксплуатационно-обслуживающего персонала связи должна предусматриватьсяслужебная связь.

Виды служебнойсвязи определяются, исходя из типа линии и оборудования связи при разработкеконкретных проектов.

13.13 Дляорганизации местной связи на территории НПС строятся структурированныекабельные или радиотелефонные сети.

На НПС должныпредусматриваться:

- автоматическая телефонная связь;
- радиофикация;
- постоваясвязь начальника караула с постами охраны;
- громкоговорящая связь;
- охранно-пожарная сигнализация;
- системаоповещения о пожаре;
- охраннаясигнализация по периметру площадки;
- системавидеонаблюдения.

13.14 Припроектировании сетей технологической связи магистральных нефтепроводов следуетпредусматривать свободные ресурсы для предоставления услуг связи сторонниморганизациям с целью снижения затрат на связь в основной деятельности.

13.15 Приразработке схемы организации связи должны предусматриваться резервные каналы ицифровые потоки для перспективного развития в соответствии со схемой размещения развития сетей связи ОАО «Связьтранснефть».

13.16 Припроектировании связи на оборудовании, поставляемом зарубежными фирмами,одновременно с основными техническими средствами в проектах необходимопредусматривать комплекты запасных частей, измерительной аппаратуры,эксплуатационных материалов и инструмента.

13.17 Видьсвязи по п.п. 13.5, 13.11 обеспечиваются путем строительства электрических иволоконно-оптических кабельных линий связи, радиорелейных и спутниковых линийсвязи по заданию заказчика строительства и на основании схемы размещения и развития технических средств ОАО «Связьтранснефть».

13.18 Дляобеспечения эксплуатации нефтепровода до сооружения предусмотренных проектоммагистральных кабельных или радиорелейных линий связи, в проекте на периодстроительства должна предусматриваться дополнительно временная связь на баземалоканальных РРЛ, УКВ радиосвязи, спутниковых систем, средств связи другихведомств.

14 Электрохимическая защита от коррозии

14.1 Припроектировании электрохимической защиты от коррозии линейной частимагистральных нефтепроводов и подземных коммуникаций перекачивающих и наливныхстанций, следует руководствоваться ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602, СНиП 2.05.06 и РД153-39.4-039.

14.2Электрохимическая защита подземных металлических сооружений и коммуникацийдолжна осуществляться независимо от коррозионной активности грунта и условийэксплуатации.

14.3Проектирование электрохимической защиты от почвенной коррозии и коррозии, вызываемойблуждающими токами, должно выполняться на основании результатов изысканий сучетом данных прогноза изменения электрических параметров защищаемыхсооружений.

14.4 Катоднаяполяризация металлических подземных сооружений и коммуникаций должна осуществлятьсятаким образом, чтобы создаваемые на всей поверхности этих сооружений защитныепотенциалы находились в пределах, регламентируемых

ГОСТ Р 51164 и ГОСТ 9.602.

14.5 Для контроля состояния комплексной защиты на сооружениях магистральных нефтепроводов должны быть установлены контрольно-измерительные пункты.

14.6 Контроль работы установок электрохимической защиты линейной части нефтепроводов должен обеспечиваться средствами телемеханики (ток и напряжение на выходе катодных станций, защитный потенциал трубопровода) и периодически эксплуатирующим персоналом, в соответствии с п. 7.4.6 ГОСТ Р 51164.

14.7 При проектировании электрохимической защиты следует предусматривать мероприятия по исключению вредного влияния катодной поляризации с соседних подземных сооружений.

14.8 Электрохимическая защита внешних поверхностей днищ стальных наземных резервуаров должна осуществляться с использованием анодных заземлителей, в том числе протяженных, преимущественно размещаемых непосредственно под днищами резервуаров.

15 Охрана окружающей природной среды

15.1 Общие требования

15.1.1 При проектировании магистральных нефтепроводов следует предусматривать мероприятия по охране окружающей природной среды с соблюдением требований действующих нормативных документов.

Состав необходимых природоохранных мероприятий указывается в соответствующих разделах экологического обоснования инвестиционно-строительных проектов, разрабатываемых на предпроектной (ДОН, ОИ) и проектной (ТЭО, РП, РД) стадиях.

15.1.2 В соответствии с требованиями СП 11-101 (Приложение Г, п. 12) на предпроектной стадии в составе ДОН выполняется раздел «Возможное влияние предприятия, сооружения на окружающую среду».

Состав раздела должен соответствовать требованиям «Типового положения по разработке и составу Ходатайства (Декларации) о намерениях инвестирования в строительство предприятий, зданий и сооружений».

15.1.3 В соответствии с требованиями п. 4.7 СП 11-101 на стадии проектирования ОИ в состав материалов должен входить раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС).

ОВОС выполняется для объектов магистрального транспорта нефти (см. п. 5.1.1) предусматриваемых новым строительством, а также расширением, реконструкцией, техническим перевооружением магистральных нефтепроводов.

Состав и содержание раздела ОВОС должно соответствовать требованиям практического пособия к СП 11-105 «Оценка воздействия на окружающую среду».

15.1.4 В соответствии с требованиями п. 4.1 СНиП 11-01 на стадии проектирования (ТЭО-проект, рабочий проект) состав представляемых материалов должен содержать раздел «Охрана окружающей природной среды» (ООС).

Состав и содержание раздела ООС должны соответствовать требованиям пособия к СНиП 11-01 по разработке раздела «Охрана окружающей среды».

15.1.5 Основой для разработки ДОН, разделов ОВОС, ООС служат материалы комплексных инженерно-экологических изысканий, а также фоновый уровень загрязнения атмосферного воздуха, гидросферы, почвенных сред, предоставляемый центрами по гидрометеорологии и мониторингу.

15.1.6 Разделы в разрабатываемых проектах ОВОС и ООС оформляются отдельными материалами.

15.2 Природоохранные мероприятия.

15.2.1 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.

К основным мероприятиям по охране атмосферного воздуха относятся:

- оборудование резервуаров понтонами, плавающими крышами и установками по улавливанию паров легких фракций (УЛФ);
- уменьшение количества разъемных соединений, применение сварных соединений в технологических трубопроводах, 100% контроль сварных швов физическими методами;
- сбор утечек от уплотнений насосов и другого технологического оборудования в закрытые дренажные емкости;
- обеспечение работы насосных станций по схеме «из насоса в насос»;
- применение (по возможности) в качестве топлива в котельных природного или попутного газа с целью снижения образующихся при горении выбросов вредных веществ в атмосферу, использование рекуператоров и экономайзеров, а также обеспечение регулирования соотношения «воздух-топливо»;
- назначение высоты дымовых труб для обеспечения уровня приземных концентраций загрязняющих веществ, не превышающих ПДК для населенных мест, утвержденных Минздравом РФ;
- обустройство и озеленение санитарно-защитной зоны объектов нефтепровода, определяемой на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ и в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031.

15.2.2 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.

При проектировании пересечений нефтепроводом водных объектов следует предусматривать:

- защиту рек и водоемов, пересекаемых нефтепроводом, путем применения труб с повышенной толщиной стенки,

соответствующей изоляции и защиты нефтепровода от механических повреждений;

- организацию постов наблюдения на судоходных реках;

- рыбоохранные и компенсационные мероприятия при пересечении рек и других водных объектов рыбохозяйственного назначения;

- уменьшение загрязнения водоемов при разработке подводных траншей для укладки нефтепроводов (от сбрасывания в воду грунта) за счет применения способов производства работ и механизмов, приводящих к увеличению бытовой мутности не более чем на 5%;

- запрещение прокладки нефтепроводов на участках водоемов, имеющих особую ценность для воспроизводства рыбных запасов (нерестилища, зимовальные ямы и т.д.), с целью защиты рыбохозяйственных водоемов и сохранения рыбных запасов.

15.2.3 Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и других объектов нефтепровода должна осуществляться с учетом требований действующих нормативных документов, а также путем:

- сокращения потребления свежей воды;

- применения технологических процессов с использованием новых видов оборудования, без потребления воды;

- применения оборотной системы водоснабжения, при которой забор свежей воды применяется только для подпитки системы водоснабжения;

- применения воздушного охлаждения агрегатов;

- сокращения сброса сточных вод в водоемы и уменьшения концентрации вредных веществ в сбрасываемых стоках;

- повторного использования очищенных сточных вод (при наличии потребителей);

- утилизации уловленной нефти путем закачки ее в нефтепровод или в топливные резервуары;

- сбора дождевых стоков в резервуарном парке в ливнеприемные канализационные колодцы;

- устройства обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройства глиняных замков, других противодреннирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов;

- исключения сброса в хозяйственную канализацию подтоварных вод из резервуаров без очистки;

- отвод нефтесодержащих сточных вод от магистральной насосной в резервуары для сброса технологических утечек, с устройством на сети трубчатого гидрозатвора и грязеуловителя;

- водоотведения с НПС сточных вод, соответствующих нормативным требованиям;

- вывоз выделенных при очистке воды твердых отходов с территории НПС в места, согласованные с органами Минприроды и Госсанэпиднадзора;

- уменьшения концентрации вредных веществ до предельно-допустимых в створе смешения путем применения совершенных средств очистки с учетом гидрологической характеристики водоема;

- водоотведения, выполненного в соответствии с требованиями к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения, определяемыми соответствующими ГОСТами, с приведением оценки эффективности намечаемых мероприятий по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения;

- устройства проволочных ограждений по железобетонным столбам открытых емкостных сооружений (пруды-отстойники, биологические пруды, пруды-испарители, шламонакопители, аварийные амбары и др.);

- устройства в открытых емкостных сооружениях противофильтрационных покрытий, проектируемых на основе гидрогеологических изысканий.

15.2.4 Восстановление (рекультивация) земельных участков, использование плодородного слоя почвы, охрана недр, растительного и животного мира.

При разработке проекта следует учитывать и предусматривать следующее:

- обоснование способов и объемов снятия и хранения плодородного слоя почвы, транспортирования его к месту укладки (или временного хранения), нанесение плодородного слоя почвы на восстанавливаемые участки или малопродуктивное угодье;

- недопущение использования земли плодородного слоя на подсыпки, перемычки и какие-либо другие земляные и строительные работы, поскольку эта земля подлежит использованию для восстановления качества нарушенных земельных угодий местности, в связи с проведением строительных или каких-либо других работ;

- восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или ремонтных работ;

- разработку проектных решений по восстановлению земельных участков и приведению их путем технической и биологической рекультивации в состояние, пригодное для использования по назначению;

- проведение определенных защитных мероприятий по исключению развития опасных экзогенных процессов (эрозия, карст, оползни, суффозия и др.), например, укрепление грунтов посевом трав, или посадкой кустарников, мониторинг оползневых процессов и т.д.;

- конкретизацию мероприятий по защите животного мира, при наличии путей миграции животных по трассе нефтепровода;

- компенсацию ущерба животному и растительному миру от реализации проекта суммами выплат, заложенными в капитальных вложениях на строительство;

- направление компенсационных выплат на восстановление или обновление ресурсов растительного и животного мира (по

согласованию с природоохранными органами).

16 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

16.1 В соответствии с требованиями п. 4.1 СНиП 11-01 на стадии проектирования (ТЭО-проект, рабочий проект) состав представляемых материалов должен содержать раздел «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» (ИТМ ГО ЧС).

16.2 Состав, содержание и порядок разработки раздела ИТМ ГО ЧС определяется СП 11-107.

16.3 Проектные решения раздела ИТМ ГО ЧС должны быть направлены на обеспечение защиты населения и территорий, снижение материального ущерба от ЧС техногенного и природного характера, от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также диверсиях.

16.4 Проектные решения по ГО разрабатываются в соответствии с требованиями СНиП 2.01.51, с учетом:

- размещения производительных сил и расселения населения;
- групп городов и категорий объектов по ГО;
- зон возможной опасности, определяемым по СНиП 2.01.51;

и включают необходимые инженерно-технические мероприятия, предусмотренные указанным СНиП.

16.5 Проектные решения по предупреждению ЧС техногенного и природного характера разрабатываются на основе:

- потенциальной опасности на проектируемом и рядом расположенном объектах;
- результатов инженерных изысканий;
- оценки природных условий и окружающей среды.

16.6 Проектные решения по предупреждению ЧС подразделяются на следующие:

- по предупреждению ЧС, возникающих в результате возможных аварий на проектируемом объекте и снижению их тяжести;
- по предупреждению ЧС, возникающих в результате аварий на рядом расположенных потенциально опасных объектах (ПОО), включая аварии на транспорте;
- по предупреждению ЧС, источниками которых являются опасные природные процессы.

17 Техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов

17.1 Для выполнения технического обслуживания и ремонтных работ предусматриваются объекты для размещения ремонтных подразделений.

В состав территориальных управлений:

- специализированное управление по предупреждению и ликвидации аварий (СУПЛАВ);
- центральная база производственного обслуживания (ЦБПО);
- центральная база технического обеспечения и комплектации оборудования;
- автотранспортное предприятие;
- ремонтно-строительное управление.

В состав районных нефтепроводных управлений:

- центральная ремонтная служба (ЦРС) с участками;
- аварийно-восстановительных работ;
- устранения дефектов на технологических трубопроводах НПС и линейные части магистральных нефтепроводов;
- откачки нефти из трубопроводов.
- база производственного обслуживания (БПО);
- база технического обеспечения и комплектации оборудования;
- участок по ремонту и техническому обслуживанию средств линейной телемеханики на базе отдела АСУ ТП;
- цех технологического транспорта и специальной техники.

В составе ЛПДС (НПС):

- линейная эксплуатационная служба (ЛЭС);

- участки по эксплуатации вдоль трассовых линий и электрохимзащиты (ВЛ и ЭХЗ);

- группы по эксплуатации средств линейной телемеханики.

17.2 В составе ЦБПО, БПО предусматриваются специальные подразделения по техническому обслуживанию и ремонту механоэнергетического оборудования НПС.

18 Показатели расхода энергоресурсов

18.1 Показатели расхода электроэнергии

18.1.1 Расход электроэнергии по магистральному нефтепроводу определяется по формуле:

$$\Theta = \Theta_{НК} + \Theta_{СН} + \Theta_{СЛ},$$

где $\Theta_{НК}$ - расход электроэнергии на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, включая потери в коммуникациях НПС и подводящих трубопроводах, кВт/ч;

$\Theta_{СН}$ - расход электроэнергии на собственные нужды на НПС, кВт/ч;

$\Theta_{СЛ}$ - расход электроэнергии на собственные нужды сооружений линейной части, кВт/ч.

18.1.2 Расход электроэнергии на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу определяется по формуле:

$$\Theta_{НК} = \frac{Q^1 \times (H_1 + H_2) \times K \times g \times \rho}{\eta_H \times \eta_L \times 367} \times 8400, \quad \text{кВтч/год}$$

где Q^1 - заданная часовая пропускная способность нефтепровода, м³/ч;

H_1 - потери напора на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу при расчетном диаметре D_p , м;

H_2 - потери напора на перекачку нефти по подводящим трубопроводам и коммуникациям НПС, м;

$K = 1,03$ коэффициент на дросселирование потока нефти по нефтепроводу, включая потери при переходных процессах;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

ρ - плотность нефти, т/м³;

η_H - КПД насосов;

η_L - КПД электродвигателей.

18.1.3 Расход электроэнергии (ориентировочный) на собственные нужды на одну НПС приведен в таблице 18.1, включая потери в трансформаторах.

Таблица 18.1

Подача НПС тыс. куб. м/ч	Расход электроэнергии, тыс. кВт. ч/год.	
	головная НПС	промежуточная НПС
до 1,25	2460	1950
от 2,5 до 3,6	2850	2060
от 5,0 до 12,5	3550	2960

18.1.4 Расход электроэнергии на собственные нужды линейной части нефтепровода, на систему электрохимической защиты трубопровода и кабеля связи от коррозии (питание СКЗ) составляет в среднем 15 тыс. кВт. ч в год на 100 км магистрального нефтепровода.

18.1.5 Для определения расхода электроэнергии на перекачку при выполнении проектной документации на предварительных стадиях в таблице 18.2 приведены величины удельных расходов электроэнергии в кВт/ч на 1 тыс. т. км для нефтепроводов различного диаметра в зависимости от скорости перекачки нефти по трубопроводу вязкостью $0,25 \times 10^{-6}$ м²/с.

18.1.6 Скорость перекачки нефти V м/с должна определяться по формуле:

$$V = \frac{11,57 \times Q}{\rho \times F \times T}$$

где Q - расчетная пропускная способность нефтепровода млн. т/год;

F - средняя площадь проходного сечения нефтепровода при расчетном диаметре D_p м²;

ρ - плотность нефти при расчетной температуре, т/м³;

T - расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода (п. 5.2.2).

18.1.7 При определении расхода электроэнергии по табл. 18.1 с заданными величинами вязкости вводится поправочный коэффициент K_1 , который определяется по формуле:

$$K_1 = \left(\frac{V_3 \times 10^6}{0,25} \right)^{0,25}$$

где V_3 - заданная фактическая вязкость нефти, м²/с.

Удельный расход электроэнергии в кВт/ч на 1000 км

Таблица 18.2

Скорость перекачки м/с	Диаметр нефтепровода, мм											
	219	273	325	377	426	530	630	720	820	920	1020	1220
0,8	30,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,9	44,9	31,2	23,6	18,7	-	-	-	-	-	-	-	-
1,0	53,4	36,5	28,3	23,1	16,8	12,3	-	-	-	-	-	-
1,1	61,9	43,4	35,7	27,9	18,5	14,0	10,8	-	-	-	-	-
1,2	-	50,3	44,6	34,0	20,4	15,8	12,3	10,3	8,4	-	-	-
1,3	-	-	-	41,5	23,4	18,1	14,0	11,8	10,4	8,7	8,6	-
1,4	-	-	-	-	26,3	20,5	15,6	13,3	11,5	9,6	9,5	-
1,5	-	-	-	-	-	23,6	17,5	14,8	12,8	110,6	10,5	-
1,6	-	-	-	-	-	27,4	19,6	16,4	13,9	11,7	11,4	10,2
1,7	-	-	-	-	-	-	-	18,4	15,2	12,9	12,2	10,6
1,8	-	-	-	-	-	-	-	20,4	16,6	14,1	13,3	11,1
1,9	-	-	-	-	-	-	-	22,8	18,3	15,5	14,4	11,5
2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	19,9	17,0	15,3	12,1
2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	21,6	18,5	16,3	12,9
2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,1	17,5	13,6
2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,8	18,8	14,5
2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,0	15,5
2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,3	17,8
2,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,5
3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,6
3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,8

18.1.8 Приведенные в таблице 18.2 показатели расхода электроэнергии в зависимости от разности отметок конечного и начального пунктов магистрального нефтепровода должны увеличиваться или уменьшаться на величину:

$$A = (H \times K_2) / (Q \times L),$$

где A - удельный расход электроэнергии, кВт. ч на 1000 т. км;

H - абсолютная разность отметок, м;

Q - расчетная пропускная способность нефтепровода, млн.т/год;

L - длина трубопровода, км;

K_2 - коэффициент, величина которого приводится в таблице 18.3.

18.1.9 Для промежуточных значений скорости перекачки нефти показатели расхода электроэнергии и значения вспомогательных коэффициентов должны определяться интерполяцией.

18.1.10 В показателях не учтена потребность в электроэнергии для жилых поселков, а также комплексов при вахтовом обслуживании. Расход электроэнергии для жилых поселков должен определяться по действующим нормативам и удельным показателям, исходя из состава гражданских и общественных зданий и степени благоустройства поселков.

18.1.11 Для параллельных нефтепроводов расход электроэнергии должен определяться с условием оптимального перераспределения нагрузки на систему нефтепроводов с учетом пропускной способности нефтепроводов в расчетный период времени при поэтапном развитии строящихся нефтепроводов.

Таблица 18.3

Скорость перекачки м/с	Диаметр нефтепровода, мм
------------------------	--------------------------

	219	273	325	377	426	530	630	720	820	920	1020	1220
0,8	3,5	4,3	7,7	8,4	9,5	-	-	-	-	-	-	-
1,0	3,9	5,5	9,2	10,5	11,7	22	28	36	-	-	-	-
1,2	4,3	6,6	10,7	12,5	14,0	27	34	43	54	69	76	-
1,4	-	-	-	14,5	16,3	31	39	50	63	79	96	-
1,6	-	-	-	-	-	35	45	57	72	91	120	177
1,8	-	-	-	-	-	-	50	64	81	101	130	182
2,0	-	-	-	-	-	-	-	71	89	113	137	194
2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	99	120	144	204
2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131	155	220
2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	166	240
2,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	257
3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277
3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300

Оптимальноераспределение пропускной способности между параллельными нефтепроводамиопределяется по формуле:

$$Q = \frac{D_1^{5-m} \times \eta_1^{2-m} \times Q_i}{\sum_{i=1}^n D_i^{5-m} \times \eta_i^{2-m}}$$

где $Q = \sum_{i=1}^n Q_i$ - пропускная способность системы, состоящей из ппараллельных нефтепроводов, м³/ч;

Q_i - пропускная способность i-го нефтепровода;

M -показатель, характеризующий режим движения (для турбулентного режима m = 0,25);

D_i - диаметр i-гонефтепровода;

h_i - КПДнасосов на i-м нефтепроводе.

Расчетнаявеличина пропускной способности Q, не должна превышатьпропускной способности нефтепровода.

18.2Показатели расхода топлива

18.2.1 Видосновного топлива для источников тепла НПС устанавливается по согласованию сзаказчиком. Применение того или иного вида топлива в каждом конкретном случаеопределяется исходя из экономической целесообразности. При наличии близкиисточников газоснабжения по согласованию с заказчиком в качестве основноготоплива может быть использован газ. Возможность подключения к газовым сетямопределяется разрешением РАО «Газпром». При этом, наличие резервного топливасогласовывается с разрешающими органами РАО «Газпром» при получении техничeskихусловий на газоснабжение.

18.2.2Удельный расход условного топлива на 1,0 Гкал/ч (1,16 МВт) отпущенного тепладля паровых и водогрейных котлов приведен в Приложении А.

18.2.3Теплоисточники, независимо от их теплопроизводительности, должны быть оснащеныприборами учета отпускаемого тепла, приборами учета топлива и воды потребляемыхна их нужды.

18.2.4 Дляпрогнозирования потребности топливных ресурсов на нужды площадок промежуточныхнасосных станций в таблице 18.4 даны ориентировочные годовые расходы топлива накотельные установки.

Таблица 18.4

Средняя температура наиболее холодной пятидневки, °С	Диаметр нефтепровода, мм						Дополнительный расход топлива на РВП	
	530 и менее		720		1020, 1220		жидкое топливо, т	газ, м ³
	жидкое топливо, т	газ, м ³	жидкое топливо, т	газ, м ³	жидкое топливо, т	газ, м ³		
-10	45	52x10 ³	55	64x10 ³	60	70x10 ³	10	12x10 ³
-15	95	110x10 ³	110	125x10 ³	120	140x10 ³	25	29x10 ³
-20	140	161x10 ³	165	190x10 ³	175	205x10 ³	35	40x10 ³
-25	180	208x10 ³	215	250x10 ³	230	270x10 ³	50	58x10 ³
-30	220	254x10 ³	265	305x10 ³	280	325x10 ³	65	75x10 ³
-35	305	350x10 ³	365	425x10 ³	390	450x10 ³	95	110x10 ³
-40	380	430x10 ³	450	520x10 ³	485	560x10 ³	115	133x10 ³
-45	385	435x10 ³	455	530x10 ³	490	570x10 ³	120	140x10 ³
-50	425	490x10 ³	510	590x10 ³	545	630x10 ³	130	150x10 ³

Примечание - Расходы топлива в таблице 18.4 даны безучета нужд (в тепле) жилых поселков

18.3 Использование вторичных энергетических ресурсов

18.3.1 При проектировании систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха зданий и сооружений НПС следует использовать вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) согласно СНиП 2.04.05 гл. 8:

- тепло, содержащееся в воздухе, удаляемом системами вентиляции;
- тепло, отводимое от электродвигателей магистральных насосов при их охлаждении.

Использование теплоты воздуха из систем вентиляции с естественным побуждением допускается непредусматривать, а в соответствии с п. 8.5а СНиП 2.04.05 из помещений категории А (помещение магистральных насосов) не следует использовать теплый воздух в теплоутилизаторах.

18.3.2 Целесообразность использования ВЭР для отопления, вентиляции и кондиционирования, выбор схем утилизации теплоты, теплоутилизационного оборудования и теплонасосных установок должны быть обоснованы технико-экономическим расчетом с учетом неравномерности поступления ВЭР и теплопотребления в системах.

18.3.3 Резервирование теплоснабжения при использовании ВЭР следует предусматривать в тех случаях, когда не допускается сокращение тепломощности потребителей в соответствии с СНиП 2.04.05, а также при авариях, очистке теплоутилизаторов или остановке технологического оборудования.

19 Расчет потребности производственных площадей

19.1 Рабочая площадь и объем зданий НПС определяется из условия выполнения всех операций по обслуживанию, ремонту оборудования и технологической обвязки агрегатов и замены установленного оборудования с помощью подъемно-транспортных средств (кранов, талей). Грузоподъемность их должна выбираться в проекте по данным завода-изготовителя насосных агрегатов с учетом выполнения подцентровочных работ и централизованного ремонта агрегато-узловым методом. Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования наружной установки необходимо использовать передвижные грузоподъемные устройства.

19.2 Компоновка технологических установок, агрегатов и др. оборудования, поставляемого промышленностью в исполнении УХЛ4 по ГОСТ 15150, должна осуществляться в помещениях, капитальных или в сборно-разборных укрытиях или в блок-боксах заводского изготовления.

19.3 При размещении оборудования в помещениях должны предусматриваться:

- основные проходы по фронту обслуживания магистральных насосных агрегатов, имеющие регулируемую и запорную арматуру, местные контрольно-измерительные приборы и т.п., шириной не менее 1,0 м;
- проходы между агрегатами необходимой ширины, достаточные для съема и выноса оборудования при ремонте, но не менее 2 м;
- ремонтные площадки, достаточные для разборки оборудования и его частей при техническом обслуживании и осмотрах без загромождения рабочих проходов, основных и запасных выходов и т.п.;
- центральные или основные проходы должны быть прямолинейными и свободными;
- минимальные расстояния для проходов устанавливаются между выступающими частями оборудования с учетом фундаментов, ограждения и т.п. дополнительных устройств.

19.4 При использовании оборудования в исполнении УХЛ1 или УХЛ2 по ГОСТ 15150 для работы на открытом воздухе его размещение должно осуществляться по соответствующим строительным нормам с обеспечением необходимых разрывов, с устройством подъездов к ним как для специальных технологических установок.

В районах с холодным климатом при соответствующем обосновании размещать это оборудование разрешается в кожухах или укрытиях независимо от его климатического исполнения для обеспечения нормальных условий обслуживания и ремонта.

19.5 Нормы рабочей площади на МН (укрытие) с 4-мя магистральными насосными агрегатами при применении их последовательного или параллельного соединения и стандартных строительных конструкций и унифицированного шага колонн равны:

- для МН сподачей до 3600 м³/ч - не менее 430 м² / 110 м² на 1 агрегат/;
- для МН сподачей свыше 3600 до 12500 м³/ч включительно не менее 670 м² / 170 м² на 1 агрегат/.

19.6 Нормы размещения и нормы рабочей площади на электрооборудование и электроустановки НПС определяются по ПУЭ.

19.7 На площадках НПС должны предусматриваться складские помещения для хранения инвентаря, инструмента, узлов и запасных деталей и осуществления профилактического ремонта и оборудования.

19.8 Степень огнестойкости зданий принимается в соответствии со СНиП 2.09.02.

19.9 Категории помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности для помещений и сооружений НПС магистральных нефтепроводов, принятые по ВППБ 01-05, приведены в Приложении В.

19.10 Территория площадки нефтеперекачивающей насосной станции по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности с учетом функционального назначения подразделяется на зоны:

1 зона - технологические установки нефтепроводов. Общее укрытие насосных агрегатов, узел учета нефти, узел обвязки насосного агрегата, блок перекачки утечек нефти, блок-бкс регулятора давления, блок фильтров-грязеуловителей, блок-бкс

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.

19.11 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.

19.12 Расстояние между дизельными электростанциями, гаражом и блочными устройствами категорий А и Б принимается 15 м со стороны стены с проёмами.

19.13 Расстояние от закрытых блочных устройств категории Г и Д (блок-боксы котельной, дизельной электростанции) до резервуаров собственного расхода объемом от 5 до 10 м³ принимается 20 м.

19.14 При решении генеральных планов перекачивающих насосных станций здания и сооружения I зоны следует располагать ниже по рельефу по отношению к зданиям и сооружениям других зон.

19.15 Внутриплощадочные дороги на НПС следует принимать с обочинами, приподнятыми над планировочной поверхностью прилегающей территории не менее 0,3 м согласно СНиП 2.05.02 и СНиП 2.11.03.

19.16 При установке запорной арматуры, приборов и других врезок в колодцах глубиной более 2,5 м вход устраивается в виде лестничных клеток с лестницами 3 типа.

19.17 Оснащение производственных объектов магистральных нефтепроводов первичными средствами пожаротушения следует принимать по нормам, приведенным в «Правилах пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов».

Обеспечение пожарных подразделений противопожарным оборудованием и инвентарем определяется согласно нормам и табельным нормативам ведомственной пожарной охраны.

19.18 В блочных закрытых устройствах категории А объемом до 200 м³ взрывные проемы допускается не предусматривать.

19.19 Для размещения испытательно-калибровочных лабораторий предусматривается помещение площадью 150 м².

20 Охрана труда

20.1 В проекте следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала согласно действующим нормам, безопасность обслуживания оборудования, безопасность выполнения ремонтных работ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.003; ГОСТ 12.1.007; ГОСТ 12.1.005; ГОСТ 12.1.004; ГОСТ 12.1.010; ГОСТ 12.2.044; ГОСТ 12.3.002 и других стандартов ССБТ.

Основными средствами для выполнения этих условий являются:

- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса транспорта нефти;
- отключение оборудования при отклонении от нормальных условий эксплуатации;
- широкое внедрение автоматизации и телемеханизации производственных процессов транспорта нефти;
- механизация работ;
- внедрение централизованного ремонта.

20.2 Метеорологические условия (температура, относительная влажность, скорость движения воздуха) для рабочей зоны должны соответствовать нормативным требованиям СНиП 2.04.05.

20.3 Допустимые уровни звукового давления и уровни звука на постоянных рабочих местах в производственных помещениях НПС следует принимать в соответствии с ГОСТ 12.1.003; для жилых и общественных зданий и их территорий - в соответствии со СНиП II-12.

20.4 Допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах следует принимать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012 и действующими санитарными нормами.

20.5 С целью защиты обслуживающего персонала от источников шума и вибрации при необходимости доведения их параметров до нормативных показателей следует предусматривать специальные конструктивные мероприятия в соответствии со СНиП II-12.

20.6 Безопасность обслуживания электроустановок обеспечивается выполнением требований ПЭЭП и ГОСТ Р 51330.16.

20.7 Санитарно-бытовые помещения и сооружения выполняются в соответствии со СНиП 2.09.04 и требованиями санитарных норм проектирования.

21 Гидравлические расчеты нефтепровода

21.1 Гидравлическими расчетами определяются рабочее давление на перекачивающей станции с учетом гидравлических потерь, разности геодезических отметок, а также характеристики насосных агрегатов.

Гидравлические расчеты производятся, исходя из пропускной способности нефтепровода, расчетных, физических характеристик перекачиваемой жидкости и расчетного диаметра.

21.2 Расчетное значение вязкости перекачиваемой нефти принимается по п. 5.1.7.

В расчетах гидравлических потерь коэффициент гидравлического сопротивления должно определяться в зависимости от числа Рейнольдса (Re):

при числах Re менее 2000 по формуле:

$$I = 64/Re;$$

при числах Re от 2000 до 2800 по формуле:

$$I = (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4};$$

при числах Re от 2800 до Re₁ по формуле:

$$I = 0,3164/(Re^{0,25});$$

при числах Re от Re₁ до Re₂ по формуле:

$$I = B + (1,7/Re^{0,2}).$$

Предельные значения Re₁, Re₂ и значения B приведены в таблице 21.1.

Таблица 21.1

Наружный диаметр, мм	Re ₁ x 10 ⁻³	Re ₂ x 10 ⁻³	B x 10 ⁻⁴
219	13	1000	157
273	16	1200	151
325	18	1600	147
377	28	1800	143
426	56	2500	134
530	73	3200	130
630	90	3900	126
720	100	4500	124
820	110	5000	123
920	115	5500	122
1020	120	6000	121
1220	125	6800	120

В таблице приведены данные при следующих величинах шероховатости труб:

для труб диаметром до 377 мм включительно принята средняя абсолютная шероховатость - 0,125 мм, для труб большого диаметра - 0,100 мм.

При числах Re больше указанных в таблице 21.1 (в квадратичной зоне), значение коэффициента гидравлического сопротивления остается постоянным.

Гидравлический уклон определяется по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \times \frac{w^2}{2g}$$

где I - коэффициент гидравлического сопротивления;

d - внутренний диаметр, м;

w - скорость движения жидкости, м/с;

g - ускорение силы тяжести (g = 9,81 м/с²).

**УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА ДЛЯ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ
КОТЛОАГРЕГАТОВ ПРИ СЖИГАНИИ ЖИДКОГО ТОПЛИВА И ГАЗА**

Тип котла	Теплопроизводительность (паропроизводительность), Гкал/ч (т/ч)	Нормативные удельные расходы топлива с учетом внутрикотельных потерь тепла, собственных нужд и эксплуатационных условий, кг у.т./Гкал	
		газообразное топливо	жидкое топливо
1 Паровые котлы			
ДЕ-25/14	17 (26)	167	173
ДЕ-4/13	2,7 (4)	172	178
ПКН-1С, 2С	0,7 (1)	183	191
ТМЗ-1/8	0,7 (1)	193	-
Е-1/9	0,7 (1)	178	188
ВГД-28/8	0,5 (0,8)	193	-
Прочие	0,4 (0,6)	193	198
2 Водогрейные котлы			
ПТВМ-100	100	165	170
ПТВМ-50	50	165	170
КВ-ГМ-50	50	165	170
ПТВМ-30М	40	165	170
ТВ-ГМ-30	30	169	174
ТВ-ГМ-10	10	169	174
ВВД-1,8	1,8	178	183
НР-18	1,8	183	188
НР-18	0,6	183	188
ПКН-1С, 2С	0,6	183	188
НИИСТУ-5	0,6	183	188
ТМЗ-1/8	0,6	188	193
Энергия	0,5	177	184
Универсал	0,5	177	184
ВГД-28	0,5	188	-
Прочие	0,5	191	201

Приложение Б
(рекомендуемое)

**ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ (МН), А ТАКЖЕ СООРУЖЕНИЙ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ
ИХ ПОДДЕРЖАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ СОСТОЯНИИ, ДЛЯ
ПРИМЕНЕНИЯ ЛЬГОТЫ ПО НАЛОГУ НА ИМУЩЕСТВО**

Название объектов	Ссылка на нормативные документы
1 Трубопровод, включая ответвления, отводы, резервные нитки, лупинги, запорную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия, узлы подключения нефтеперекачивающих станций, узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств	СНиП 2.05.06-85* ВНТП 5-95 РД 153-39.4-056-00 РД 153-30.4-035-99 РД 39-30-1060-84 РД 39-30-93-78 ВПГБ 01-05-99 СП 34-101-98
2 Установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов, включая станции катодной защиты, анодные заземлители, дренажные установки, протекторы, воздушные и кабельные линии, контрольно-измерительные пункты, медносульфатные электроды, датчики электрохимического потенциала, воздушные линии к анодным заземлителям, оборудование телеконтроля защитного потенциала, кабельные линии связи, оконечные пункты, обслуживаемые усилительные пункты, необслуживаемые усилительные пункты, необслуживаемые регенерационные пункты, радиорелейные линии связи, мачты с аппаратурой, пункты контроля и управления на линейной части, средства телемеханики, оборудование систем обнаружения утечек на МН.	СНиП 2.05.06-85* РД 153-39.4-056-00 ГОСТ Р 51164-98 ГОСТ 9.602-89* ГОСТ 25812-83*
3 Линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройств электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимической защиты трубопроводов, включая вдольтрассовые	СНиП 2.05.06-85* РД 153-39-ТН-009-96

высоковольтные линии 6 (10) кВ, отпайки от местных источников для электроснабжения линейных потребителей, кабельные линии 6 (10) кВ, комплектные трансформаторные подстанции, пункты контроля управления, щиты станции управления, пускорегулирующую аппаратуру и коммутационную аппаратуру, кабельные линии до 1 кВ.	ПУЭ 98
4 Противопожарные средства, противорозионные и защитные сооружения трубопроводов, отводные каналы, защитные валы, земляные амбары, берегоукрепление, металлические емкости защитных сооружений, средства пожарной связи и сигнализации с помещениями приемных станций, пожарные депо, склады пенообразователя, огнетушащего порошка, пожарно-технического вооружения, системы газового тушения, системы оповещения людей о пожаре, установки автоматической пожарной сигнализации.	СНиП 2.04.09-84 СНиП 2.05.06-85* РД 39-110-91 РД 39-30-93-78 РД 153-39.4-056-00 ВНПБ**** 2000 ВНПБ 01-05-99 НПБ-201-96 НПБ-101-95 НПБ 104-95 НПБ 110-99
5 Земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов	РД 39-30-571-81 РД 153-39.4-056-00 РД 39-110-91
6 Здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов, включая аварийно-восстановительные пункты (АВП), специализированные аварийно-восстановительные управления (САВУ), специализированные управления по предотвращению и ликвидации аварий (СУПЛАВ), административно-бытовые и производственные помещения и сооружения, прожекторные мачты, антенные сооружения, мачты молниезащиты, склады имущества аварийно-восстановительных служб (АВС), открытая стоянка аварийной техники, дома обходчиков, пункты наблюдения, стеллажи для хранения аварийного запаса труб, вертолетные площадки и постоянные дороги, расположенные вдоль трассы магистральных нефтепроводов и подъезды к ним, железнодорожные тупики для АВП, диспетчерские пункты	РД 153-39.4-056-00 РД 39-025-90 РД 34.12.122.87 РД 39-110-91 РД 39-016-90 РД 39-025-90 РД 39-30-93-78
7 Головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки.	
7.1 Головные и промежуточные перекачивающие станции, включая магистральные и подпорные насосные с основным и вспомогательным оборудованием и системами; площадки с вертикальными насосами; трубопоршневые поверочные установки; насосы центробежные НМ со сменными роторами с электроприводами; грузоподъемные механизмы; блок-боксы и камеры (площадки) регуляторов давления; блок-боксы глушения ударной волны; резервуарный парк; системы и установки улавливания паров нефти; молниезащита резервуарных парков; резервуары для масла и топлива; фильтры-грязеуловители; клапаны предохранительные; технологические нефтепроводы; емкости для сбора утечек и дренажа технологических трубопроводов; узлы технологических задвижек; узлы учета нефти; резервные системы коммерческого учета нефти; блок-боксы контроля качества;	
ультразвуковые счетчики; насосные станции водоснабжения и водотушения; помещения с электроприводными задвижками; канализационные насосные станции бытовых стоков и сточных вод; емкости сбора ударной волны с погружными насосами; станции биологической очистки сточных вод; сборники нефти, воды и стоков с насосными установками; сооружения для очистки производственно-дождевых сточных вод; резервуары противопожарного запаса воды; насосные станции второго подъема; станции подготовки питьевой воды; резервуары статического отстоя; иловые площадки; площадки для просушивания осадка; технологические помещения при резервуарах противопожарного запаса воды; котельные с топливной насосной и емкостями для топлива; системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации; сети противопожарного водопровода; устройства электроснабжения перекачивающих станций (в том числе, воздушные и кабельные линии и сети электроснабжения; подстанции с технологическим оборудованием; закрытые распределительные устройства; автономные источники электроснабжения и дизельные электростанции, прочие энергетическое и силовое оборудование); устройства автоматики, телемеханики, диспетчерской и громкоговорящей связи, радиофикации, пожарной и охранной сигнализации; лабораторное оборудование; производственно-бытовые здания и сооружения, ограждения с охранной сигнализацией, в том числе, для персонала, работающего вахтовым методом; системы автоматического пенного пожаротушения с емкостями для пенообразователя, резервуары запаса пенораствора, емкости запаса воды для тушения пожаров и орошения резервуаров, насосными и растворопроводами; механические мастерские перекачивающих станций; монтажно-сварочные площадки; автомобильные дороги (внутриплощадочные и подъездные), автозаправочные станции; корпус управления (узел связи, подстанции, операторная, склад, лаборатория для анализа нефти); насосные станции с резервуарами противопожарного запаса воды и пенообразователя; контрольно-пропускные пункты, караульные помещения; охранная сигнализация зданий и складов; оборудование и сооружения, используемые для охраны производственных объектов	СНиП 2.11.03-93 СНиП 2.04.02-84* СНиП 2.04.01-85* СНиП 2.05.06-85* СНиП 2.04.05-91* РД 39-0147103-385-87 РД 153-39.4-056-00 РД 153-39-ТН-009-96 РД 39-30-93-78 ГОСТ 12124-87 ГОСТ 8-346-79* (СТ СЭВ 1972-79) НПБ 110-96 ВНПБ 01-05-99 ПНБ 01-93 ПУЭ 98

7.2 Наливные станции, включая резервуарные парки; наливные насосные станции; железнодорожные наливные устройства; фильтры-грязеуловители; узлы с предохранительными устройствами; узлы учета; технологические трубопроводы; системы контроля и доступа; оборудование и сооружения, используемые для охраны производственных объектов	СНиП 2.11.03-93 РД 39-30-93-78 ГОСТ 8.346-79 ВНПБ 01-05-99 РД 153-39.4-056-00 ВППБ 01-05-99 НПБ 110-96 ВППБ 01-95-99
7.3 Морские сливо-наливные пункты; причальные сооружения с технологической обвязкой; технологические трубопроводы с узлами регулирования и учета нефти; резервуарный парк; комплекс сооружений для очистки и доочистки балластных вод; технологические насосные; системы пожарной сигнализации, оборудование и сооружения, используемые для охраны производственных объектов	СНиП 2.11.03-93 ВНТП 5-95 РД 153-39.4-056-00 РД 39-93-78 НПБ 110-96 ВНПБ 01-05-99
7.4 Резервуарный парк, включая резервуары для хранения нефти; системы автоматики, контроля и измерения, дистанционного управления запорной арматурой, автоматического пожаротушения; пожарные депо	СНиП 2.11.03-93 РД 153-39.4-056-00 РД 39-0147103-385-87 РД 39-30-93-78 ГОСТ 8.346-70 ВППБ 01-05-99 ВППБ 01-95-99
8 Пункты подогрева нефти и нефтепродуктов, включая печи подогрева, технологические трубопроводы, системы внутренней циркуляции в коммуникациях, системы сдвига застывшей нефти в коммуникациях и магистральном нефтепроводе, системы топливообеспечения горелок печей, системы стационарного пожаротушения, оборудование, устройства и установки по энергообеспечению, контрольно-измерительные приборы и автоматика, амбары для пуска нефти при авариях; оборудование и сооружения, используемые для охраны производственных объектов	РД 153-39.4-056-00 РД 39-30-93-78 ВППБ 01-05-99 ВППБ 01-95-99
9 Указатели и предупредительные знаки, включая опознавательные, сигнальные, дорожные, предупредительные знаки вдоль трассы трубопроводов и на территориях перекачивающих и наливных станций	РД 39-30-93-78 ГОСТ 26600-85 ГОСТ 10807-78 ВППБ 01-05-99 ВППБ 01-95-99 ПОМТ
10 Вспомогательные объекты, включая базы производственного обслуживания, базы технического обеспечения и комплектации оборудования, автотранспортные подразделения, ремонтно-строительные подразделения, цехи технологического транспорта и спецтехники; склады взрывчатых материалов; оборудование и сооружения, используемые для охраны производственных объектов	РД 153-39.4-056-00 РД 39-30-93-78 РД 39-00147105-011-97 ВППБ 01-05-99

Список нормативно-технических документов к перечню объектов

ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 1998 г № 144.
ГОСТ 9.602-89*	ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26.06.89 г. № 1985.
ГОСТ 12124-87	Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 28.09.87 г. № 3710.
МИ 1823-87	Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерений геометрическим и объемным методами.
ГОСТ 8.346-79*	ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки. Утвержден

	Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 16.02.1989 г. № 614, срок введения установлен с 01.01.1981 г.
ГОСТ 26600-98	Знаки навигационные внутренних судоходных путей. Общие технические условия. Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 14 декабря 1999 г. № 512-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 26600-98 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 июля 2000 г.
ГОСТ 10807-78*	Знаки дорожные. Общие технические условия. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.08.78 г. № 2401.
СНиП 2.05.06-85	Магистральные трубопроводы. Утвержден Государственным комитетом СССР по делам строительства в 1985 г.
СНиП 2.04.09-84	Пожарная автоматика зданий и сооружений. Утвержден Государственным комитетом СССР по делам строительства в 1985 г.
СНиП 2.11.03-93	Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. Утвержден Госстроем России в 1993 г.
СНиП 2.04.02-84	Водоснабжение, наружные сети и сооружения. Утвержден Министерством строительства Российской Федерации в 1996 г.
СНиП 2.04.01-85	Внутренний водопровод и канализация зданий. Утвержден Государственным комитетом СССР по делам строительства в 1986 г.
СНиП 2.04.05-91	Отопление, вентиляция и кондиционирование. Утвержден Государственным комитетом СССР по строительству и инвестициям от 28.11.1991 года
ВНТП 5-95	Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). Волгоград, 1995 г., утверждены Приказом Минтопэнерго России 3 апреля 1995 г. № 64
ВНПБ-01-01-01	Пожарная охрана объектов магистральных нефтепроводов. М.: ОАО «АК «Транснефть», 2000 г., утверждены приказом Президента ОАО «АК «Транснефть» от 04.04.2000 г.
ВНПБ-01-02-01	Установки пенного пожаротушения. Автоматическая система подслоного пожаротушения нефти пленкообразующей низкократной пеной в вертикальных стальных резервуарах со стационарной и плавающей крышей, понтоном и в железобетонных резервуарах. ОАО «АК «Транснефть». Общие технические требования
ВНПБ-01-03-01	Установки пенного пожаротушения. Автоматическая система тушения пожара высокократной пеной нефтеперекачивающих насосных станций. ОАО «АК «Транснефть». Общие технические требования
ВППБ 01-05-99	Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». М., 1999 г., утверждены приказом ОАО «АК «Транснефть» 17.05.1999 г. № 61
НПБ 201-96	Пожарная охрана предприятий. Общие требования. Сборник руководящих документов ГПС. Ч. 5. - М.: ГУПС МВД России 1997 г., утверждены Главным государственным инспектором Российской Федерации по пожарному надзору.
НПБ 101-95	Нормы проектирования объектов пожарной охраны. Сборник руководящих документов ГПС. Ч. 1. М.: ГУПС МВД России, 1997 г., утверждены Главным государственным инспектором Российской Федерации по пожарному надзору.
ППБ 01-93	Правила пожарной безопасности в Российской Федерации, Утвержден МВД РФ с введением в действие 01.01.1994 г.
НПБ 104-95	Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях. Сборник руководящих документов ГПС. Ч. 3. - М.: ГУПС МВД России, 1996 г., утверждены Главным государственным инспектором Российской Федерации по пожарному надзору.
НПБ 110-96	Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. Сборник руководящих документов ГПС. Ч. 4. - М.: ГУПС МВД России, 1997., утверждены Главным государственным инспектором Российской Федерации по пожарному надзору.
НПБ 01-93	Порядок разработки и утверждения нормативных документов Государственной противопожарной службы. Сборник руководящих документов ГПС. Ч. 1. - М., 1997 г., Сборник руководящих документов ГПС. Ч. 2. - М.: ГУПС МВД России, 1997 г., утверждены Главным государственным инспектором Российской Федерации по пожарному надзору.
ПОМТ	Правила охраны магистральных трубопроводов. Утверждены Постановлением Совмина СССР от 12.04.1979 г. № 341.
РД 39-30-1060-84	Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов. Уфа, ВНИИСПТнефть, 1984 г., утвержден Приказом Миннефтепрома от 13.06.1984 г. № 360.
РД 153-39.4-035-99	Правила технической диагностики магистральных нефтепроводов внутритрунными инспекционными снарядами. М.: ОАО «ЦТД «Диаскан», 1999 г., утвержден ОАО «АК «Транснефть» 19.02.1999 г.
РД 153-39ТН-009-96	Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов 10 (в 2-х частях). Уфа: ИПТЭР, 1997 г., утверждено ОАО «АК «Транснефть» 27.12.1996 г.
РД 39-110-91	Руководящий документ. Инструкция ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. Уфа: ИПТЭР, 1992 г., утвержден Миннефтегазпромом 29.10.1991 г.
РД 39-30-93-78	Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. М.: ВНИИТБ, 1978 г., утвержден Миннефтепромом 26.10.1998 г.
РД 39-0147105-011-97	Табель технического оснащения служб капитального ремонта магистральных нефтепроводов. Уфа: «ИПТЭР», 1998 г., утвержден ОАО «АК «Транснефть» 30.10.1997 г.
РД 39-30-571-81	Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах, проложенных на болотах. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981 г., утверждена Миннефтепромом 30.07.1981 г.
РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. М.: АО «Энергосервис», 1987 г., утвержден Главтехуправлением Минэнерго СССР
РД 153-39.4-078-01	Руководящий документ. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Уфа: ИПТЭР, 2001 г., утвержден Минэнерго России.
РД 153-39.4-056-00	Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. Уфа: «ИПТЭР», 2000 г., утверждены Минтопэнерго 14.08.2000 г.
СП 34-101-98	Свод Правил. Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте. Утвержден и введены в действие приказом по ОАО «АК «Транснефть» 13.01.1998 г. № 4
ПУЭ-2000	Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. Главгосэнергонадзор России. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное с

**КАТЕГОРИИ ПОМЕЩЕНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ПОЖАРНОЙ
ОПАСНОСТИ, КЛАСС ОПАСНЫХ ЗОН, КАТЕГОРИИ И ГРУППЫ
СМЕСИ СОГЛАСНО ВППБ-01-05-99**

Наименование помещений наружных установок	Категория помещения НПБ-105-95	Класс взрывопожароопасных зон (ПУЭ)	Категория группа взрывопожароопасной смеси (ГОСТ 12.1.011-78*)	Примечание
1 Основные производственные помещения и наружные установки				
1 Резервуары для нефти, нефтеловушки	-	В-1г 1, 2	IIА-ТЗ	
2 Насосные станции по перекачке нефти	А	В-1а 2	IIА-ТЗ	
3 Помещения манифольдных узлов регулирования, ТПУ, блоков контроля качества нефти	А	В-1а 2	IIА-ТЗ	
4 Железнодорожные сливо-наливочные эстакады для нефти и нефтепродуктов	-	В-1г 1, 2	IIА-ТЗ	
5 Сливо-наливочные причалы и пирсы для нефти и нефтепродуктов	-	В-1г 1, 2	IIА-ТЗ	
6 Установки подогрева нефти (трубчатые печи)	-	В-1г 1, 2	IIА-ТЗ	
7 Тоннели для нефтепроводов	-	В-1а 2	IIА-ТЗ	
8 Вытяжные вентиляционные камеры взрывопожароопасных зон	По категориям обслуживаемых помещений			
9 Приточные вентиляционные камеры в отдельных помещениях при наличии на воздуховодах обратных клапанов	Д	Норм.	-	
10 Узлы задвижек, технологические колодцы, ТПУ открытого типа	-	В-1г 1, 2	IIА-ТЗ	
2 Канализационные и очистные сооружения				
11 Канализационные насосные станции для неочищенных стоков: - в зданиях; - открытые.	А -	В-1а 2 В-1г 1, 2	IIА-ТЗ IIА-ТЗ	
12 Канализационные насосные станции для очищенных стоков: - в зданиях; - открытые.	Д -	Г-I Г-II	- -	
13 Канализационные насосные станции для уловленной нефти и осадков с очистных сооружений	А	В-1а 2	IIА-ТЗ	
14 Буферные резервуары для балластных вод	-	В-1а 2	IIА-ТЗ	
15 Нефтеловушки: - закрытые; - открытые	А -	В-1а 2 В-1г	IIА-ТЗ IIА-ТЗ	

		2		
16 Резервуар - отстойник для балластных вод	-	B-Ir	IIA-T3	
		2		
17 Песколовки	-	B-Ir	IIA-T3	
		2		
18 Комплексы механической очистки:				
- отстойники;	A	B-Ia	IIA-T3	
- фильтры.	B3	1, 2 П 1	-	
19 Флотационные установки:				
- в зданиях;	B3	П-I	-	
- открытые.	-	П-III	-	
20 Отделение окислительных колонок и дозировочных насосов, реагентные и контактные резервуары для обезжиривания стоков	Д	П-I	-	
21 Резервуары для очищенных стоков	-	Норм.	-	
22 Иловые площадки для промышленных ливневых стоков и шлаконакопителей	-	П-III	-	
23 Биологические пруды	-	П-III	-	
3 Топливозаправочные пункты (ТЗП)				
24 Помещения ТЗП	A	B-Ia	IIA-T3	
		2		
25 Подземные резервуары для топлива	-	B-Ir	IIA-T3	
		2		
26 Стояки бензовозов при сливе топлива и смотровые колодцы подземных резервуаров	-	B-Ir	IIA-T3	
		1, 2		
27 Топливозаправочные колонки	-	B-Ir	IIA-T3	
		1, 2		
4 Вспомогательные объекты				
28 Материальные склады:				
- при отсутствии горючих материалов и горючей упаковки;	Д	Норм.	-	
- при наличии горючих материалов и горючей упаковки.	B3-B4	П-IIa	-	
29 Склады баллонов с горючими газами	A	B-Ia	IIA-T3	
		2		
30 Механические, сборочные, заготовительные цехи и участки	Д	Норм.	-	
31 Кузнечные, термические, сварочные цехи и участки	Г	Норм.	-	
32 Покрасочные отделения, краскоприготовительные участки	A	B-Ia	IIA-T3	
		2		
33 Деревообрабатывающие цехи и участки	B1-B2	П-II	-	
34 Закрытые стоянки автотранспорта	B	B-I6	-	
		3		
35 Аккумуляторные:				
- зарядные агрегаты в одном помещении с аккумуляторной;	См.	B-I6	IIC-T1	
- помещения зарядных агрегатов;	примечание 3 "-"	2 B-I6	IIC-T1	
- зарядные агрегаты в изолированном помещении.	Д	2 Норм.	-	
36 Котельные	Г	Норм.	-	
37 Лаборатории:				
- приемочные;	A	B-Ia	IIA-T3	
		2		
- весовые, титровальные;	A	B-Ia	IIA-T3	
		2		
- комнаты анализов.	Г	Норм.	-	
38 Телефонные станции, радиоузлы, коммутаторы связи, электрощитовые, операторные КИП и А и т.п. помещения	Д	Норм.	-	
39 Закрытые распределительные устройства, трансформаторные подстанции с содержанием масла в единице	B3-B4	Норм.	-	

оборудования более 60 кг				
40 Пожарные насосные станции с дизелем	Г	Норм.	-	
41 Склады пенообразователя, очистные сооружения хозяйственных стоков	Д	Норм.	-	

Примечания

1 Категория помещения и наружных установок могут быть уточнены расчетом согласно указаниям НПБ 105-95 и НПБ 107-97, соответственно.

2 Класс опасной зоны и ее размеры должны определяться на основании отдельных норм технологического проектирования, разработанных на базе ГОСТ Р 51330.9 (МЭК 60079-10) и действующих ПУЭ; до введения этих норм допускается пользоваться приведенной в настоящей таблице классификацией (см. также п. 10.4.2).

3 Категория и группа взрывоопасной смеси для дизельного топлива ИВ-Т3.

Помещения аккумуляторных (п. 35, а и б) относятся к категории Д или В4 при условии оборудования их аварийной вентиляцией с ее пуском от автоматических газоанализаторов. Кратность воздухообмена аварийной вентиляции следует определять по НПБ 105-95.

Ключевые слова: линейная часть; технологическая часть; автоматизация; телемеханизация и автоматизированные системы управления; метрологическое обеспечение; электроустановки магистральных нефтепроводов; системы водоснабжения, канализации и пожаротушения; системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования; производственно-технологическая связь; электрохимическая защита от коррозии; охрана окружающей природной среды; инженерно-технические мероприятия гражданской обороны; мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций; техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов; показатели расхода энергоресурсов; расчет потребности производственных площадей; охрана труда; гидравлические расчеты нефтепровода.

Содержание

- 1 Область применения
- 2 Нормативные ссылки
 - 2.1 Стандарты МЭК
 - 2.2 Государственные стандарты
 - 2.3 Нормативные и методические документы по строительству
- 3 Определения
- 4 Перечень сокращений
- 5 Основные показатели
 - 5.1 Основные технологические параметры магистральных нефтепроводов
 - 5.2 Фонды времени и режим работы
- 6 Линейная часть
- 7 Технологическая часть
 - 7.1 Нефтеперекачивающие и наливные станции
 - 7.2 Резервуарные парки
 - 7.3 Технологические трубопроводы
- 8 Автоматизация, телемеханизация и автоматизированные системы управления
 - 8.1 Системы управления
 - 8.2 Автоматическая защита
 - 8.2.1 Магистральная насосная
 - 8.2.2 Подпорная насосная
 - 8.3 Резервуарные парки
 - 8.4 Автоматическая система пожаротушения

8.4.1 Общитребования

8.4.2 Датчикипожарной сигнализации (пожарные извещатели)

8.4.3 Схемыавтоматизации

9Метрологическое обеспечение

9.1 Общиположения

9.2Метрологическое обеспечение при проведении учетных операций и при использовании нефти на собственные нужды

9.3Метрологическое обеспечение основного и вспомогательного производств

9.4Организация метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащение

10Электроустановки магистральных нефтепроводов

10.1Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения

10.2Кабельные и проводные линии

10.3Электроосвещение

10.4 Меры пообеспечению безопасности

11 Системыводоснабжения, канализации и пожаротушения

12 Системытеплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования

13Производственно-технологическая связь

14Электрохимическая защита от коррозии

15 Охранаокружающей природной среды

15.1 Общитребования

15.2Природоохранные мероприятия

16Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия попредупреждению чрезвычайных ситуаций

17 Техническоеобслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов

18 Показателирасхода энергоресурсов

18.1Показатели расхода электроэнергии

18.2Показатели расхода топлива

18.3Использование вторичных энергетических ресурсов

19 Расчетпотребности производственных площадей

20 Охранатруда

21Гидравлические расчеты нефтепроводов

Приложения

Приложение А.Удельный расход топлива для паровых и водогрейных котлоагрегатов при сжиганиижидкого топлива и газа

Приложение Б.Перечень объектов, входящих в состав магистральных нефтепроводов (МП), а также сооружений, предназначенных для их поддержания в эксплуатационном состоянии, для применения льготы по налогу на имущество

Приложение В.Категории помещений и наружных установок по пожарной опасности, класс опасныхзон, категории и группы смеси согласно ВГПБ-01-05-99