

**ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС  
УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ**

---

---

**ТКП №**

**НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**Магистральные нефтепроводы**

**НОРМЫ ТЭХНАЛАГІЧНАГА ПРАЕКТАВАННЯ**

**Магістральныя нафтаправоды**

Проект



**Концерн «Белнефтехим»  
Минск**

---

---

**Ключевые слова:** нормы технологического проектирования; магистральный нефтепровод; линейная часть; технологическая часть; гидравлические расчеты нефтепровода; автоматизация; телемеханизация и автоматизированные системы управления; электроснабжение и электрооборудование; метрологическое обеспечение; электрохимическая защита от коррозии; производственно-технологическая связь; техническое обслуживание и ремонт; показатели расхода энергоресурсов; металлоложения; нормы помещений; надежность магистральных нефтепроводов; численность основного и вспомогательного персонала; охрана окружающей природной среды; инженерно-технические мероприятия гражданской обороны; мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций; охрана труда; системы водоснабжения, канализации и пожаротушения; системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования; противопожарные и технологические требования.

---

### Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

1 РАЗРАБОТАН Республиканским научно-производственным унитарным предприятием «Институт нефти и химии» при участии рабочей группы специалистов кафедры Трубопроводного транспорта и гидравлики, УО «ПГУ»

ВНЕСЕН Республиканским научно-производственным унитарным предприятием «Институт нефти и химии»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом концерна «Белнефтехим» от \_\_\_\_\_ 2012 г. № \_\_\_\_

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть тиражирован и распространен без разрешения концерна «Белнефтехим»

---

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения .....	5
2 Нормативные ссылки .....	7
3 Термины и определения .....	13
4 Сокращения.....	15
5 Основы проектирования .....	17
5.1 Основные технологические параметры магистральных нефтепроводов .....	17
5.2 Фонды времени и режимы работы магистральных нефтепроводов .....	21
6 Линейная часть .....	21
7 Технологическая часть .....	26
7.1 Нефтеперекачивающие и наливные станции .....	26
7.2 Резервуарные парки .....	32
7.3 Технологические трубопроводы .....	35
7.4 Узлы учета количества и показателей качества нефти .....	36
7.5 Железнодорожные сливо-наливные устройства.....	37
8 Гидравлические расчеты магистральных нефтепроводов.....	38
9 Автоматизация, телемеханизация и автоматизированные системы управления....	40
9.1 Системы управления.....	40
9.2 Автоматическая защита.....	43
9.3 Резервуарные парки.....	45
9.4 Автоматизированная система пожаротушения.....	46
10 Электроснабжение и электрооборудование .....	49
10.1 Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения	49
10.2 Кабельные и проводные линии.....	58
10.3 Электроосвещение.....	58
10.4 Меры по обеспечению безопасности.....	59
11 Метрологическое обеспечение.....	64
11.1 Общие положения.....	64
11.2 Метрологическое обеспечение при проведении учетных операций и при использовании нефти на собственные нужды.....	65
11.3 Метрологическое обеспечение основного и вспомогательного производств.....	67
11.4 Организация метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащение.....	69
12 Электрохимическая защита магистральных нефтепроводов от коррозии.....	70
13 Производственно-технологическая связь.....	71

## ТКП РП

14	Техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов.....	75
15	Показатели расхода энергоресурсов.....	77
15.1	Показатели расхода электроэнергии.....	77
15.2	Показатели расхода топлива.....	81
15.3	Показатели расхода воды.....	82
15.4	Нормы потерь нефти.....	82
15.5	Использование вторичных энергетических ресурсов.....	82
16	Металловложения.....	83
17	Нормы помещений.....	83
17.1	Нормы размещения и нормы рабочей площади на агрегат.....	83
17.2	Нормы складских помещений.....	85
18	Надежность магистральных нефтепроводов.....	86
19	Численность основного и вспомогательного персонала НПС.....	88
20	Охрана окружающей природной среды.....	90
21	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.....	96
22	Охрана труда.....	97
23	Системы водоснабжения, канализации и пожаротушения.....	98
24	Системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования.....	101
25	Противопожарные и технологические требования, включая категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности.....	106
	Приложение А (обязательное) Классификация взрывоопасных смесей и взрыво- и пожароопасных зон зданий и сооружений .....	111
	Приложение Б (рекомендуемое) Удельный расход топлива для паровых и водогрейных котлоагрегатов при сжигании жидкого топлива и газа .....	114
	Библиография.....	115

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

---

## НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### Магистральные нефтепроводы

## НОРМЫ ТЭХНАЛАГІЧНАГА ПРАЕКТАВАННЯ

### Магістральныя нафтаправоды

## TECHNOLOGYCAL DESIGN STANDARDS

### Main Oil Pipelines

---

Дата введения \_\_\_\_\_

## 1 Область применения

**1.1** Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее — технический кодекс) устанавливает требования к проектированию магистральных нефтепроводов условными диаметрами от 200 до 1200 мм включительно и ответвлений от них.

**1.2** Технический кодекс устанавливает Нормы, регламентирующие требования на разработку технологических решений при проектировании магистральных нефтепроводов и является обязательным при технологическом проектировании новых и реконструкции действующих магистральных нефтепроводов.

**1.3** Предусмотренные Нормами требования имеют целью повышение надежности, экономичности и безопасности эксплуатации, а также обеспечение устойчивой работы проектируемых магистральных нефтепроводов путём внедрение передовых технологий на базе реализации достижений науки, техники и передового отечественного и зарубежного опыта.

**1.4** При проектировании расширения или реконструкции действующих объектов магистральных нефтепроводов требования настоящих Норм распространяются только на расширяемую или реконструируемую часть.

**1.5** Технический кодекс 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 вечномерзлыми грунтами; нефтепроводов, прокладываемых по территории населенных пунктов, а также нефтепроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).

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

**1.6** Проектирование магистральных нефтепроводов должно выполняться в полном соответствии с настоящим ТКП, а также с действующими ГОСТами, СНиПами, отраслевыми руководящими документами, правилами и техническими условиями на проектирование и на эксплуатацию, стандартами и инструкциями по безопасности труда и охране окружающей среды, санитарными правилами организации технологических процессов и гигиеническими требованиями к производственному оборудованию, с учетом требований по обращению с сернистыми нефтями и другими руководящими документами.

**1.7** Отступления от настоящих Норм допускаются, если они:

- обуславливают возможность получения нового, более совершенного проектного решения, дающего более высокие технико-экономические показатели при равных или лучших условиях надежности сооружения;
- вызваны особыми условиями: реконструкция сооружения с использованием наличного оборудования, возможности поставки труб, оборудования и др.

Отступление от Норм допускается только в исключительных случаях, при условии согласования отступления с заинтересованными организациями и выполнения соответствующих обоснований, которые подлежат утверждению совместно с проектной документацией.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области нормирования и стандартизации:

ТКП 006-2005 (02140) Порядок проведения метрологической экспертизы технической документации

ТКП 018-2005 Порядок проведения аварийно-восстановительных работ на волоконно-оптических линиях связи

ТКП 45-2.02-138-2009 Противопожарное водоснабжение. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.02-190-2010 Пожарная автоматика зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.04-43-2006(02250) Строительная теплотехника. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.04-153-2009(02250) Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.04-154-2009(02250) Защита от шума. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.02-90-2008(02250) Производственные здания. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.02-209-2010(02250) Административные и бытовые здания. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.03-19-2006(02250) Автомобильные дороги. Нормы проектирования

ТКП 45-4.01-30-2009 Водозаборные сооружения. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.01-32-2010 Наружные водопроводные сети и сооружения. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.01-52-2007 Системы внутреннего водоснабжения зданий. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.01-54-2007 Системы внутренней канализации зданий. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.01-197-2010 Наружные водопроводные сети и сооружения. Правила проектирования

## ТКП РП

ТКП 45-4.02-182-2009(02250) Тепловые сети. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-4.02-183-2009(02250) Тепловые пункты. Правила проектирования

ТКП 169-2009(09100) Правила технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов

ТКП 202-2009(09100) Правила безопасной работы в химических лабораториях организаций концерна «Белнефтехим»

СТБ ГОСТ Р 51164-2001 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

СТБ 1626.1-2006 Установки котельные. Установки, работающие на газообразном, жидком и твердом топливе. Нормы выбросов загрязняющих веществ

СТБ 8004-93 Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Метрологическая аттестация средств измерений

СТБ 8006-95 Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Государственный метрологический надзор и метрологический контроль. Основные положения

СТБ 8030-2006 Система обеспечения единства измерений РБ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

СТБ ИСО/МЭК 17025-2007 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

СТБ ISO 13623-2009 Промышленность нефтяная и газовая. Системы транспортные трубопроводные

МЭК (IEC) 61131-1(1992) Контроллеры программируемые. Часть 1. Общие сведения

МЭК (IEC) 61131-3(1993) Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования.

МЭК IEC/TR 61158-4(1999) Шины полевые для систем автоматического регулирования и управления технологическими процессами. Часть 4. Спецификация протоколов передачи данных.

СНБ 1.02.03-97 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений

СНБ 1.03.02-96 Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве

СНБ 2.03.01-98 Геофизика опасных природных воздействий

- СНБ 2.04.02-2000 Строительная климатология
- СНБ 3.02.03-03 Административные и бытовые здания
- СНБ 3.02.01-98 Склады нефти и нефтепродуктов
- СНБ 4.01.01-03 Водоснабжение питьевое. Общие положения и требования
- СНБ 4.02.01-03 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
- СНиП 2.01.51-90 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.
- СНиП 2.04.02-84\* Водоснабжения. Наружные сети и сооружения
- СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения
- СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- СНиП 3.05.04-85\* Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации
- СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
- СНиП II-35-76 Котельные установки
- ГОСТ 8.395-80 ГСИ. Нормальные условия измерения при поверке. Общие требования
- ГОСТ 9.602-2005 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
- ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
- ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
- ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
- ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
- ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
- ГОСТ 12.2.044-80 ССБТ. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования 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 10032-80 Дизель-генераторы стационарные, передвижные, судовые вспомо-

## ТКП РП

гательные. Технические требования к автоматизации

ГОСТ 12124-87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение нефти

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортировки в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 16263-70 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Термины и определения

ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 20995-75 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара

ГОСТ 21563-93 Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования

ГОСТ 21.101-93 Система проектной документации для строительства. Основные требования к рабочей документации

ГОСТ 26976-86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы

ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ГОСТ 30852.16-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений

НПБ 5-2005 РБ. Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

НПБ 15-2007 РБ. Область применения автоматических систем пожарной сигнализации и установок пожаротушения.

НПБ 40-2001 РБ. Установки пенного пожаротушения автоматические. Дозаторы. Общие технические требования. Методы испытаний

НПБ 41-2001 РБ. Установки водяного и пенного пожаротушения автоматические.

Узлы управления. Общие технические требования. Методы испытаний

НПБ 61-2003 РБ. Установки водяного и пенного пожаротушения автоматические. Оповещатели пожарные звуковые гидравлические. Общие технические требования. Методы испытаний

НПБ 104-05 РБ. Извещатели пожарные газовые. Общие технические требования. Методы испытаний

НПБ 110-2005 РБ. Печное отопление. Требования к устройству печей и их эксплуатации

ПУЭ Правила устройства электроустановок, от 01.06.1985г.

Правила от 11.04.1998г. №584. Правила охраны магистральных трубопроводов

Правила от 30.09.2004г. №31. Правила технической эксплуатации складов нефтепродуктов

Правила от 19.08.2006г. №1058. Правила охраны линий, сооружений связи и радиодиффракции в РБ

Правила от 21.03.2007г. № 20. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов

Правила от 30.04.1996 года № 28. Правила пользования электрической энергией

Правила от 19.01.2006 года № 9. Правила пользования тепловой энергией

ГТСС 419910 Правила по строительству волоконно-оптических линий железнодорожной связи с прокладкой кабелей в пластмассовых трубопроводах

ППБ РБ 1.01-94 Общие правила пожарной безопасности Республики Беларусь для промышленных предприятий

ППБ 2.08-2000 Правила пожарной безопасности Республики Беларусь для химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

ППБ 2.11-2010 Правила пожарной безопасности Республики Беларусь для объектов хранения, транспортирования и отпуска нефтепродуктов

ППБ 2.20-2004 Правила пожарной безопасности Республики Беларусь при эксплуатации магистральных нефтепроводов

РД РБ 02140.12-2002 Инструкция по проектированию электроустановок оборудования электросвязи

РД РБ 02140.14-2002 Линейно-аппаратные цехи оконечных междугородных станций, сетевых узлов и регенерационных пунктов. Требования к проектированию

РД РБ 02140.15-2002 Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи

РД РБ 02140.17-2003 Нормы и состав приемо-сдаточных измерений магистраль-

## ТКП РП

ных, внутризонавых и местных волоконно-оптических линий передач

РД РБ 02140.23-2003 Правила технической эксплуатации первичных сетей электросвязи РБ. Часть первая. Основные принципы построения и организации технической эксплуатации. Часть вторая. Указания по технической эксплуатации аппаратуры и оборудования, трактов и каналов передачи. Часть третья. Правила технической эксплуатации линейно-кабельных сооружений магистральных нефтепроводов, внутризонавых и местных первичных сетей РБ

РД 45.180-2001 Руководство по проведению планово профилактических и аварийно-восстановительных работ на линейно-кабельных сооружениях связи волоконно-оптической линии передачи

РД 45.156-2000 Состав исполнительной документации на законченные строительством линейные сооружения магистральных и внутризонавых ВОЛП

Р333-78 Рекомендации по совместной защите от коррозии подземных металлических сооружений связи и трубопроводов

СанПиН от 10.02.2011 № 11 Гигиенические требования к организации санитарно-защитных зон предприятий, сооружений и иных объектов, являющихся объектами воздействия на здоровье человека и окружающую среду

ТР 2007/003 ВУ Единицы измерений, допущенные к применению на территории РБ

ГН-1 от 30.12.2010 №186 Нормативы предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

Нормы естественной убыли нефтепродуктов и этилового спирта при приеме, хранении, отпуске, транспортировании и нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров в пограничных войсках Республики Беларусь, от 06.05.2006 № 210

Методическими указаниями по определению производственной мощности магистральных нефтепроводов, (ВНИИОЭНГ, 1985).

Типовое положение по разработке и составу Ходатайства (Декларации) о намерениях инвестирования в строительство предприятий, зданий и сооружений.

Примечание - При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по каталогу, составленному на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

### 3 Термины и определения

В настоящем ТКП применяют следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 байпасный трубопровод:** Участок трубопровода параллельный основному.

**3.2 блокировочный трубопровод:** Участок трубопровода, соединяющий два магистральных нефтепровода для обеспечения использования их на параллельную работу от одной НПС.

**3.3 головная насосная станция:** Начальная насосная станция нефтепровода с емкостью, осуществляющая операции по приёму нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки магистральному нефтепроводу.

**3.4 заданная производительность:** Минимальная производительность, которую должен обеспечить нефтепровод в соответствии с заданием на проектирование

**3.5 лупинг** Участок линейной части нефтепровода, проложенный параллельно основному для увеличения пропускной способности

**3.6 магистральная насосная:** Комплекс технологического оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов

**3.7 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

**3.8 нефтеперекачивающая станция:** Комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными установками по магистральному нефтепроводу

**3.9 нефтепровод:** Сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти

**3.10 отвод:** Трубопровод, предназначенный для подачи нефти от магистрального нефтепровода потребителям

**3.11 подпорная насосная:** Комплекс технологического оборудования, обеспечивающий безкавитационную работу магистральных насосных агрегатов

**3.12 приемные трубопроводы:** Трубопроводы, по которым обеспечивается подача нефти к всасывающим патрубкам насосов

**3.13 пропускная способность:** Расчётное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода

**3.14 рабочее давление:** Наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации магистрального нефтепровода

**3.15 расширение:** Строительство дополнительных производственных объектов 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

**3.16 резервная нитка:** Трубопровод, проложенный параллельно основной магистрали для обеспечения резервирования на случай ее повреждения

**3.17 резервуарный парк:** Комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефти

**3.18 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

**3.19 система сглаживания волн давления:** Комплекс оборудования и сооружений, осуществляющих снижение крутизны фронта волны повышения давления на приеме промежуточных НПС

**3.20 совмещенная нефтеперекачивающая станция:** Комплекс из нескольких (двух или более) НПС разных нефтепроводов, расположенных на прилегающих территориях и имеющих часть сооружений совместного использования

**3.21 узел учета количества и качества нефти:** Комплекс оборудования, обеспечивающий измерение потока нефти в нефтепроводе.

## 4 Сокращения

В настоящем ТКП применяют следующие обозначения и сокращения:

АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом
АРМ	автоматизированное рабочее место
АСУП	автоматизированная система управления предприятием
АВП	аварийно-восстановительный пункт
АРП	аварийно-ремонтный пункт
АТС	автоматическая телефонная станция
АВР	автоматическое включение резерва
АПВ	Автоматическое повторное включение
БПО	база производственного обслуживания
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
ВЛ	вдольтрассовые линии
ВЧ	высокая частота
ВЭР	вторичные энергетические ресурсы
ГО	гражданская оборона
ДОН	декларация о намерениях
ДЭС	дизельная электростанция
ДПЭ	Диспетчерский пункт предприятия электросетей
ЕАСУ	единая автоматизированная система управления
ИТМ ГО ЧС	инженерно-технические мероприятия гражданской обороны по предупреждению чрезвычайных ситуаций
КЗУ	комплексное защитное устройство
КЛС	кабельная линия связи
ЛВЖ	легковоспламеняющаяся жидкость
ЛВС	локальная вычислительная сеть
ЛПДС	линейная производственно-диспетчерская станция
ЛЭС	линейная эксплуатационная служба
МДП	местный диспетчерский пункт
МН	магистральная насосная
НА	насосный агрегат
НКПВ	нижний концентрационный предел воспламенения

## ТКП РП

ННБ	наклонно-направленное бурение
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
НПС	нефтеперекачивающая станция
НУП	необслуживаемый усилительный пункт
ОВОС	оценка воздействия на окружающую среду
ООС	охрана окружающей среды
ОИ	обоснование инвестиций
ОПУ	отдельностоящий пункт управления
ПВД	полиэтилен высокого давления
ПЛК	программно-логические контроллеры
ПДК	предельно-допустимая концентрация
ПКУ	пункт контроля и управления
ПСП	приемо-сдаточный пункт
ПН	подпорная насосная
ПОО	потенциально опасный объект
ПУЭ	правила устройства электроустановок
РДП	районный диспетчерский пункт
РНУ	районное нефтепроводное управление
РРЛ	радиорелейная линия связи
РУМН	районное управление магистральных нефтепроводов
РД	рабочая документация
РП	рабочий проект
СДКУ	система диспетчерского контроля и управления
СИ	средство измерения
СИКН	система измерения качества и количества нефти
СОД	средство очистки и диагностики
СКЗ	станция катодной защиты
ССВД	система сглаживания волн давления
ТДП	территориальный диспетчерский пункт
ТПУ	трубопоршневая установка
ТЭО	технико-экономическое обоснование
УКВ	ультракороткие волны
УЛФ	установки по улавливанию легких фракций
УУН	узел учета нефти
ЦБПО	центральная база производственного обслуживания

ЦРРЛ	цифровая радиорелейная линия связи
ЦРС	центральная ремонтная служба
ЦСТОР	централизованная система технического обслуживания и ремонта
ЧС	чрезвычайная ситуация
ЭХЗ	электрохимзащита

## 5 Основы проектирования

### 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;
- противозерозионные 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 вдольтрассовые 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 подогрева нефти;
- нефтеналивные эстакады и причалы.

Перечень объектов конкретных магистральных трубопроводов определяется проектной документацией на их строительство и реконструкцию.

**5.1.2** К основным параметрам магистрального нефтепровода относятся: пропускная способность (объем перекачки), диаметр, протяженность, число нефтеперекачивающих станций, рабочее давление и емкость резервуарных парков. Основные параметры нефтепровода определяются, исходя из обеспечения пропускной способности нефтепровода при расчетных значениях плотности и вязкости перекачиваемой нефти.

**5.1.3** Проектирование нефтепроводов выполняется на основе задания на проектирование, составленного в соответствии с требованиями СНБ 1.03.02 и ГОСТ 21.101. Задание на проектирование разрабатывается заказчиком. Кроме основных параметров задание на проектирование нефтепроводов должно содержать:

- наименование и место расположения начального и конечного пунктов магистрального трубопровода, промежуточных пунктов приема нефти от поставщиков и сдачи ее получателям;

- объем перекачки в млн. т / 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;

- необходимость обратной перекачки;

- требования по организации управления нефтепроводами;

- коэффициент неравномерности перекачки;

- плотность и вязкость перекачиваемых нефтей при температуре 20 °С;

- среднемесячные температуры нефти, поступающей на головную НПС и пункты приема (подкачки).

Начальным пунктом проектируемого магистрального нефтепровода является головная НПС. Конечным пунктом – НПС с резервуарным парком этого или другого нефтепровода, предприятие нефтепереработки, нефтехимии, пункты перевалки на другие виды транспорта (железная дорога, морские и речные порты).

**5.1.4** Для обеспечения заданной пропускной способности 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 пропускная способность не обеспечивается одной ниткой;
- увеличение пропускной способности нефтепровода до пределов, указанных в задании на проектирование, намечается в сроки, превышающие 8 лет;
- упругость паров нефти, поступающей в резервуарные парки, при заданной пропускной способности за счет тепловыделения в нефтепроводе превышает 66,5 кПа (500 мм рт. ст.). [1].

**5.1.5** Диаметр 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 5.1.1.

**Таблица 5.1 - Параметры магистральных нефтепроводов**

Пропускная способность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см <sup>2</sup>
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
23-50	1020	5,3-5,9	54-60
41-78	1220	5,1-5,5	52-56

**5.1.6** Основные параметры нефтепровода определяются, исходя из обеспечения пропускной способности нефтепровода при расчетных значениях плотности и вязкости перекачиваемой нефти. Пропускная способность нефтепровода определяется с учетом коэффициента неравномерности перекачки. Значение коэффициента неравномерности перекачки должно приниматься в пределах от 1,00 до 1,10, исходя из особенностей нефтепровода, и определяться в техническом задании на проектирование. Если оно не указано, то коэффициент неравномерности перекачки можно принимать, исходя из особенностей нефтепровода:

- для нефтепроводов, идущих параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему - 1,05;
- для однопиточных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также однопиточных нефтепроводов, соединяющих систему - 1,07;

– для однопиточных нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов - 1,10.

Суточная пропускная способность нефтепровода определяется, исходя из характеристик устанавливаемого оборудования, несущей способности трубопровода, закладываемого в проекте максимального режима перекачки с учётом 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 оси трубопровода.

**5.1.8** Магистральные нефтепроводы следует прокладывать подземно (подземная прокладка).

Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании в случаях, приведенных в СНиП 2.05.06. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

**5.1.9** При последовательной перекачке нефти разного сорта число циклов (количество изменений сорта нефти) должно определяться на основании технико-экономических расчетов: сопоставления затрат на увеличение вместимости резервуарных парков для накопления разных сортов и ущерба от образования смеси. Для предварительных расчетов принимается от 52 до 72 циклов в год.

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

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

**5.1.12** При последовательной перекачке на НПС с емкостью и на наливных станциях магистральных нефтепроводов должны предусматриваться средства для контроля прохождения разных сортов нефти: при перекачке с применением разделителей - сигнализаторы их прохождения, при перекачке прямым контактом - приборы для измерения показателей качества, по которым отличаются перекачиваемые нефти (в зависимости от свойств нефтей - плотность, содержание воды, серы и т.д.).

**5.1.13** Режим последовательной перекачки следует предусматривать при обязательном отключении резервных ниток трубопровода. При прохождении смеси через уча-

сток нефтепровода с лупингом он должен отключаться для снижения объемов смешения, если его диаметр отличается от диаметра основного трубопровода. На трубопроводах, предназначенных для последовательной перекачки нефти разного сорта, сооружение лупингов не допускается.

## 5.2 Фонды времени и режимы работы магистральных нефтепроводов

**5.2.1** Режим работы магистральных нефтепроводов непрерывный, круглосуточный.

**5.2.2** Расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом затрат времени на техническое обслуживание, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений, а также на откачку нефти из емкостей и их заполнение, определяется по таблице 5.2.1:

**Таблица 5.1 – Расчетное число суток работы нефтепровода**

Протяженность, L, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	До 820 включительно	Свыше 820
$L < 250$	357	355
$250 \leq L < 500$	356/355	353/351
$500 \leq L < 700$	354/352	351/349
$L \geq 700$	352/350	349/350

Примечание – в числителе указаны значения числа суток работы нефтепровода для нормальных условий прокладки, в знаменателе – при прохождении нефтепроводов в сложных условиях, когда заболоченные и горные участки составляют не менее 30 процентов общей протяженности трассы.

**5.2.3** Расчетное число рабочих дней для нефтепроводов, находящихся в эксплуатации, определяется по нормативам расчета производительности действующих магистральных нефтепроводов.

## 6 Линейная часть

**6.1** В состав линейной части магистральных нефтепроводов входят сооружения в соответствии со СНиП 2.05.06, а также устройства приема и пуска (пропуска) скребков и блокировочные трубопроводы.

**6.2** Линейная часть в отношении выбора трасс, переходов через естественные и искусственные препятствия, устройства защитных сооружений, расчетов нефтепроводов на прочность и устойчивость (в том числе определения толщин стенок труб), противозерозионных и противооползневых мероприятий, защиты от коррозии, материалов и изделий должна проектироваться в соответствии со СНиП 2.05.06.

**6.3** 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

**6.4** Трубы для магистральных нефтепроводов должны применяться в соответствии с ГОСТ 20295 и СТБ ISO13623.

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

**6.6** Определение категорий участков нефтепроводов производится по СНиП 2.05.06.

Для уменьшения расхода металла, особенно для нефтепроводов диаметром 1020 и 1220 мм, рекомендуется применять высокопрочные трубы - предел прочности не ниже 588 МПа ( $60 \text{ кг/мм}^2$ ).

**6.7** 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 СТБ ГОСТ Р 51164 и другим ведомственным регламентирующим документам.

**6.8** Запорную арматуру на трассе нефтепровода следует устанавливать в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06. Установку запорной арматуры следует предусматривать в зависимости от рельефа местности таким образом, чтобы розлив нефти в случае возможной аварии нефтепровода был минимальным. 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.

Для удобства испытаний и повторных испытаний нефтепроводов расстановку запорной арматуры следует, как правило, производить на границах смены толщин стенок участков нефтепроводов большой протяженности. Установка запорной арматуры должна быть бесколодезной и обеспечивать доступ к фланцевым соединениям корпуса и сальниковым устройствам и соединяться с трубопроводом на сварке.

**6.9** 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.

**6.10** При расстановке 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.

**6.11** 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.

**6.12** 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 и резервных нитках подводных переходов независимо от их протяженности.

**6.13** 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.

**6.14** 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;
- приборы контроля давления.

**6.15** 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.

**6.16** 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.

**6.17** Для технического обслуживания, а также аварийно-восстановительного ремонта сооружений линейной части нефтепроводов, контроля за соблюдением правил их охраны и производства работ в охранной зоне предусматриваются аварийно-восстановительные пункты (АВП), располагаемые при НПС нефтепроводов.

Один АВП обслуживает в обычных условиях и пустынях участок трассы нефтепровода протяженностью 200-250км, а в районах с участками трассы, проходящими по болотам или рисовым полям, - 80-100км.

При отсутствии проездов по трассе техническое обслуживание и наблюдение за магистральным нефтепроводом и сооружениями на трассе должно предусматриваться с помощью воздушного транспорта или высокопроходимой техники.

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 200-250км, а в районах с участками трассы, проходящими по труднодоступным местам (по болотам, в горной местности) 80-100км.

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.

**6.18** 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 допускается не предусматривать.

**6.19** Для размещения аварийно-восстановительных бригад должны быть предусмотрены пункты обогрева (жилой дом, с надворными постройками), располагаемые на трассе с интервалом 30-40 км вблизи задвижек. Постоянное проживание обслуживающего персонала в пунктах обогрева не предусматривается.

**6.20** На сложных участках трассы для контроля за состоянием нефтепровода могут предусматриваться усадьбы линейных ремонтеров (жилой дом с надворными постройками), которые должны располагаться в районе установки линейных задвижек, как правило, вблизи населенных пунктов. Участок обслуживания одного ремонтера устанавливается в пределах 15-20 км в зависимости от доступности трассы, обусловленной рельефом местности, расположением дорог, заболоченностью, наличием естественных и искусственных препятствий. Участок обслуживания не зависит от числа параллельных ниток трубопроводов.

**6.21** В местах переходов магистральными нефтепроводами крупных судоходных рек и водохранилищ должны предусматриваться оснащенные плавсредствами пункты наблюдения за зоной перехода водной преграды. Пункт наблюдения имеет жилой дом с хозяйственными постройками, аналогично усадьбе линейного ремонтера.

**6.22** Для участков магистральных нефтепроводов, проложенных через болота, объем аварийного запаса труб должен составлять 0,3% от их протяженности, для остальных участков - 0,1% от их протяженности. Складирование аварийного запаса труб следует предусматривать на площадках НПС, пунктов обогрева, усадеб линейных ремонтеров или пунктов наблюдения.

**6.23** 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.

**6.24** В целях обеспечения сохранности, создания безопасных условий эксплуатации, предотвращения несчастных случаев и исключения возможности повреждения нефтепроводов устанавливается охранный зона в соответствии с Правилами от 11.04.1998г. №584.

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 от 11.04.1998г. №584 и [2].

**6.25** 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 разделяются 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. Промежуточные перекачивающие насосные предназначаются для повышения давления в магистральном нефтепроводе при перекачке нефти. Они могут быть с емкостью и без емкости. В состав технологических сооружений промежуточной станции входят: магистральная насосная; фильтры-грязеуловители, узел регулирования давления, система сглаживания волн давления, 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 в емкость и налива ее в железнодорожные цистерны. В состав технологических сооружений наливной станции входят: резервуарный парк, наливная насосная, железнодорожные наливные устройства, трубопроводы, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами и узлы учета.

Проектирование наливных станций должно производиться по [3].

**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.

На начальных нефтеперекачивающих станциях эксплуатационных участков должна предусматриваться емкость. Емкость устанавливается также на нефтеперекачивающих станциях, где намечается осуществлять прием нефти с попутных промыслов или перераспределение ее грузопотоков в системе нефтепроводов. Состав технологических сооружений таких нефтеперекачивающих станций аналогичен головным.

**7.1.4** Расстановка НПС должна производиться по возможности с учетом равномерного распределения давления по всем насосным нефтепроводам.

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

**7.1.6** Головные нефтеперекачивающие станции, находящиеся в начале магистральных нефтепроводов, рекомендуется, если это не противоречит специальным нормам, располагать на площадках центральных пунктов подготовки нефти, вблизи резервуарных парков с использованием их емкости, систем энергоснабжения, водоснабжения, канализации и других подсобных сооружений.

При параллельной прокладке проектируемого нефтепровода со строящимися или действующими магистральными нефтепроводами НПС этого нефтепровода должны быть, как правило, совмещены с НПС строящихся или действующих нефтепроводов.

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

- на НПС с 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

Врезка промысловых нефтепроводов в магистральные нефтепроводы не допускается.

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

**7.1.8** Все НПС на участках магистрального нефтепровода с одной и той же производительностью должны быть, как правило, оснащены однотипным оборудованием.

**7.1.9** Для перекачки нефтей по магистральным нефтепроводам должны, как правило, применяться специальные насосы по ГОСТ 12124.

**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 производительность может быть обеспечена насосами с роторами на различную подачу, должен выбираться, как правило, ротор на меньшую подачу.

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

**7.1.12** Напор центробежных насосов должен приниматься в соответствии с требуемым давлением на НПС, как для условий обеспечения заданной производительности, так и для условий обеспечения максимальной суточной производительности нефтепровода. Создание напора должно обеспечиваться применением сменных роторов и их обрезкой. Характеристики сменных роторов принимаются по данным завода-изготовителя.

**7.1.13** Число рабочих центробежных насосов в каждой МН должно определяться исходя из расчётного 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 нефтеперекачивающих насосных по схеме "из насоса в насос" без использования емкости должна предусматриваться в пределах эксплуатационных участков протяженностью до 600 км. Допускается сокращение этого расстояния при горном рельефе.

**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. Подпорные насосы должны быть, как правило, вертикального исполнения. Установка насосов в заглубленном помещении не допускается.

В группе до четырех подпорных насосов должен предусматриваться один резервный насос.

На выходных линиях подпорных насосов до магистральных насосов должна устанавливаться арматура и оборудование, рассчитанные на давление не ниже 2,5 МПа (25 кг/см<sup>2</sup>).

**7.1.18** На НПС с ёмкостью 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 по трубопроводу, а для второго узла - на 70% максимального расхода через НПС. 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. В проекте следует указывать, что эти задвижки должны быть опломбированы в открытом положении.

Трубопровода после предохранительных устройств должны быть уложены с уклоном на менее 0,002 в сторону зачистного насоса на самотечной линии в выделенные резервуары.

**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 магистральной насосной 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 гидромуфт 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 учётом обеспечения регулирования при отключении одного из регулирующих устройств и перепада давления при отсутствии регулирования, равного 20 - 30 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 магистральной насосной в резервуары-сборники.

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

**7.1.24** ССВД должна срабатывать при повышении давления в нефтепроводе на величину не более 0,3 МПа, происходящим со скоростью выше 0,3 МПа/с. Дальнейшее повышение давления в зависимости от настройки ССВД должно происходить плавно со

скоростью от 10 до 30 кПа/с. Начальная величина повышения давления и скорость повышения давления ССВД должны настраиваться плавно или ступенями.

**7.1.25** ССВД должна иметь не менее двух дополнительных органов. Характеристика дополнительных органов должна обеспечивать поддержание параметров, указанных в п. 3.22, 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 прямой 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 м<sup>3</sup>;
- для нефтепроводов диаметром 1020 мм - 400 м<sup>3</sup>;
- для нефтепроводов диаметром 820 мм - 200 м<sup>3</sup>;
- для нефтепроводов диаметром 720 мм и менее - 150 м<sup>3</sup>.

**7.1.29** При повышении уровня в резервуаре-сборнике до аварийного следует предусматривать отключение всех магистральных насосных агрегатов, а затем отключение от магистрального нефтепровода ССВД.

**7.1.30** Технологическая схема нефтеперекачивающей станции с емкостью должна обеспечивать возможность работы по схеме "из насоса в насос", при этом необходимо предусматривать снижение максимального рабочего давления на предыдущей НПС.

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

**7.1.31** При последовательной схеме включения насосов МН технологическая схема НПС должна обеспечивать возможность параллельно-последовательной работы МН с учётом наличия или перспективы строительства параллельных нефтепроводов.

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

**7.1.33** Запорная арматура (задвижки, обратные клапаны) с концами под приварку должна устанавливаться, как правило, в земле; фланцевая - наземно.

## **ТКП РП**

**7.1.34** Оборудование и арматура, устанавливаемые на открытом воздухе, без укрытия, должны приниматься в климатическом исполнении, соответствующем микроклиматическому району размещения НПС по СНБ 2.04.02 и СНБ 2.03.01, с учетом требований к арматуре по ГОСТ 20295 и [4].

**7.1.35** Испытание трубопроводной обвязки магистральных насосных агрегатов должно предусматриваться совместно с насосами с учетом ограничений заводоизготовителей оборудования, арматуры и труб.

**7.1.36** 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 стенкой/перегородкой) или на открытых площадках.

**7.1.37** Определение веществ по их способности создавать взрывоопасные смеси с воздухом и другими окислителями принимается по ПУЭ. Классификация взрывоопасных смесей и взрыво- и пожароопасных зон зданий и сооружений принимается согласно Приложению А.

**7.1.38** На НПС с емкостью предусматриваются лаборатории для выполнения анализов перекачиваемой нефти. Лаборатория должна соответствовать требованиям, устанавливаемым СТБ 8030, СТБ ИСО/МЭК 17025 и ТКП 202.

**7.1.39** Для помещения насосов с электродвигателями с производством категории А принимается комбинированное отопление: воздушное, совмещенное с приточной вентиляцией, и дежурное отопление с местными нагревательными приборами с обеспечением параметров микроклимата в соответствии с требованиями ГОСТа 12.1.005.

Вентиляция всех помещений принимается в соответствии по СНБ 4.02.01.

**7.1.40** Проектирование причалов для слива-налива нефти выполняется по [3].

## **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 с 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.

Распределение объемов парков в пределах нефтепровода (участка) может корректироваться из условия обеспечения независимой работы отдельных эксплуатационных участков при техническом обслуживании НПС и нефтепровода, создания емкости на конечных пунктах, а также с учетом максимального сокращения времени простоя нефтепровода

**7.2.2** Полезная емкость (объем) резервуарных парков определяется по таблице 7.2 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.

**Таблица 7.2 - Полезная емкость (объем) резервуарных парков**

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

**7.2.3** 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.

**7.2.4** При нескольких параллельных нефтепроводах суммарный полезный размер емкости должен определяться от суточной производительности каждого нефтепровода (таблица 7.1).

**7.2.5** При последовательной перекачке нефтей объем резервуарных парков каждой НПС с емкостью и конечного пункта определяется размерами накопления каждого сорта в соответствии с принятой в проекте цикличностью перекачки.

**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, как правило, резервуары с плавающими крышами или с понтонами, применение других типов резервуаров требует выполнения технико-экономического обоснования эффективности их использования.

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

**7.2.9** При транспорте нефтей, для которых требуется подогрев, необходимо рассматривать вопрос применения тепловой изоляции резервуаров и трубопроводов с целью уменьшения теплотерь. Изоляция должна быть несгораемой, тип изоляции устанавливается проектом.

**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 ТКП 169.

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 с помощью подпорных или зачистных насосов, а также предусматривать проект-

ные решения, исключающие попадание газовоздушных пробок из подводящих трубопроводов в резервуары, оснащенные плавающими крышами или понтонами.

**7.2.13** Внутри обвалования 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) не допускается.

**7.2.14** Конструктивные решения по ограждению каре 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 насосного агрегата (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 и самотечных трубопроводах: 0,5 - 1,5 м/с;
- в нагнетательных трубопроводах: 0,5 - 7,0 м/с.

**7.3.4** При параллельной прокладке проектируемого нефтепровода со строящимися или действующими магистральными нефтепроводами следует предусматривать блокировочные трубопроводы в устройствах приема (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 и [5]. На остальные - нормы проектирования технологических трубопроводов: СНиП 3.05.05 и [3, 4].

**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.

## **7.4 Узлы учета количества и качества нефти**

**7.4.1** Для обеспечения учета количества и качества нефти на потоке на магистральных нефтепроводах должны устанавливаться узлы учета количества и качества.

В зависимости от выполняемых функций эти узлы делятся на коммерческие и оперативные. Коммерческие узлы осуществляют учет с точностью, необходимой для учетно-расчетных операций. Оперативные узлы осуществляют учет с точностью, необходимой для оперативных целей и задач АСУ ТП, и могут являться резервными точками коммерческого учета.

**7.4.2** Коммерческие узлы учета предусматриваются в пунктах:

- приема от нефтедобывающих предприятий;
- приема и сдачи смежным предприятиям;
- сдачи нефтеперерабатывающим предприятиям (НПЗ), на экспорт.

По согласованию с заказчиком коммерческие узлы учета могут размещаться либо на станциях магистральных нефтепроводов, либо на объектах поставщиков (потребителей).

**7.4.3** Оперативные узлы учета предусматриваются, как правило, на НПС с емкостью, на которых происходит перераспределение грузопотоков между магистральными нефтепроводами.

**7.4.4** В состав коммерческих узлов учета входят:

- рабочие измерительные линии;
- резервные измерительные линии;
- контрольная измерительная линия;
- приборы качества;
- автоматический пробоотборник;
- трубопоршневая установка для поверки счетчиков (ТПУ);
- устройство регулирования расхода.

На оперативных узлах учета приборы качества, ТПУ и устройство регулирования расхода могут не предусматриваться.

**7.4.5** Число рабочих измерительных линий узла учета должно определяться из условий обеспечения заданной точности измерения в диапазоне 30-100 % пропускной способности нефтепровода, на наливных пунктах на морской и речной транспорт узлы учета должны работать в диапазоне от 10 % пропускной способности нефтепровода.

**7.4.6** Число резервных измерительных линий должно приниматься 30-50 % от числа рабочих измерительных линий.

**7.4.7** Общее число измерительных линий узла учета, как правило, должно быть не более десяти.

**7.4.8** В узле учета, независимо от наличия ТПУ, предусматривается одна контрольная измерительная линия.

**7.4.9** Технологическая схема узла учета должна обеспечивать поддержание необходимых параметров для работы узла учета (расход, давление, характер потока).

**7.4.10** Технологическая схема и состав оборудования узлов учета должны соответствовать требованиям ведомственных нормативов по проектированию и эксплуатации узлов учета, согласованных с Госстандартом РБ.

**7.4.11** Для осуществления оперативного учета и решения задач АСУ ТП допускается применение измерителей скорости потока или ультразвуковых счетчиков. Такие же приборы рекомендуется устанавливать на всех промежуточных НПС.

## **7.5 Железнодорожные наливные устройства**

**7.5.1** Выбор типовых эстакад на наливных станциях магистральных нефтепроводов должен производиться в зависимости от объема наливных операций, затрат времени на операции подачи и уборки составов вагонов-цистерн и весовой нормы маршрутов (брутто) и прикрытия одной цистерны весом не менее 60 тонн.

Протяженность любой сливо-наливной эстакады должна быть не более максимальной длины одного маршрутного состава железнодорожных цистерн, включая прикрытие.

**7.5.2** Весовая норма железнодорожных маршрутов брутто устанавливается по согласованию с органами управления железнодорожного транспорта РБ.

**7.5.3** Время налива железнодорожных маршрутов и групп вагонов-цистерн должно определяться в соответствии с нормами, принятыми для железнодорожного транспорта РБ.

**7.5.4** Для налива железнодорожных маршрутов, а также групп вагонов-цистерн с общей весовой нормой брутто более 1000 тонн, должны предусматриваться двухсторонние наливные устройства, рассчитанные на налив смешанного состава большегрузных вагонов-цистерн.

**7.5.5** Железнодорожные наливные устройства должны быть оборудованы автоматическими устройствами для предотвращения перелива вагонов-цистерн, устройствами дистанционной сигнализации в насосную, устройствами для механизации налива и его герметизации.

**7.5.6** Для налива нефти в железнодорожные цистерны на наливных станциях должны применяться центробежные насосы.

**7.5.7** Для вспомогательных операций по зарядке сифонов при сливе неисправных вагонов-цистерн, а также для зачистки трубопроводов и резервуаров должны применяться центробежные насосы совместно с вакуум-насосами или самовсасывающие центробежные лопастные насосы.

**7.5.8** Для внутривагонных перекачек должна предусматриваться возможность использования насосов наливной насосной.

**7.5.9** Резервуарные парки НПС наливных станций должны проектироваться в соответствии с требованиями СНБ 3.02.01 и настоящих Норм.

## 8 Гидравлические расчеты магистральных нефтепроводов

**8.1** 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.

**8.2** Расчетный диаметр  $D_p$  нефтепровода определяется по формуле

$$D_p = K_{до} \times D, \quad (8.1)$$

где  $D$  - номинальный внутренний диаметр труб, принимаемый по наименьшей толщине стенки, мм,

$K_{до}$  - коэффициент (таблица 8.1), учитывающий запарафинивание сечения между моментами пропуска очистных устройств при условиях оптимальной периодичности очистки, а также телескопичность раскладки труб.

**Таблица 8.1 – Коэффициент, учитывающий запарафинивание сечения между моментами пропуска очистных устройств при условиях оптимальной периодичности очистки, а также телескопичность раскладки труб**

Диаметр нефтепровода, мм	$K_{до}$
До 820	0,98
1020	0,985
1220	0,99

**8.3** При перекачке разнородных нефтей в расчетах принимается максимальное значение вязкости перекачиваемой нефти.

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

- при числах Re менее 2000 по формуле:

$$\lambda = 64/Re \quad (8.2)$$

- при числах Re от 2000 до 2800 по формуле:

$$\lambda = (0,16 Re - 13) 10^{-4} \quad (8.3)$$

- при числах Re от 2800 до  $Re_1$  по формуле:

$$\lambda = 0,3164/(Re^{0,25}) \quad (8.4)$$

- при числах Re от  $Re_1$  до  $Re_2$  по формуле:

$$\lambda = B + (1,7/Re^{0,2}) \quad (8.5)$$

Предельные значения  $Re_1$ ,  $Re_2$  и значения B приведены в таблице 8.2.

**Таблица 8.2 - Предельные значения  $Re_1$ ,  $Re_2$**

Наружный диаметр, мм	$Re_1 \times 10^{-3}$	$Re_2 \times 10^{-3}$	$B \times 10^{-4}$
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 8.2 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 8.2 (в квадратичной зоне), значение коэффициента гидравлического сопротивления остается постоянным.

**8.4** Гидравлический уклон определяется по формуле:

$$i = \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g} \quad (8.2)$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления;

$d$  - внутренний диаметр, м;

$w$  - скорость движения жидкости, м/с;

$g$  - ускорение силы тяжести ( $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ).

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

**8.6** Объем смеси, образующейся в трубопроводе при последовательной перекачке нефтей, определяется расчетом.

**8.7** При последовательной перекачке на НПС с емкостью и на наливных станциях магистральных нефтепроводов должны предусматриваться приборы для контроля состава нефтей.

**8.8** Режим последовательной перекачки следует предусматривать при обязательном отключении резервных ниток трубопровода. На трубопроводах, предназначенных для последовательной перекачки нефтей, сооружение лупингов не допускается.

## **9 Автоматизация, телемеханизация и автоматизированная система управления технологическими процессами**

### **9.1 Системы управления**

**9.1.1** 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). Для вновь строящихся нефтепроводов проект АСУ ТП разрабатывается в составе проекта первой очереди строительства.

**9.1.2** Технологические схемы и технологическое, энергетическое и другие виды оборудования должны приниматься с учетом автоматизации и создания АСУ ТП.

**9.1.3** Основными целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение транспортирования с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы нефтепроводного транспорта и предотвращение аварийных ситуаций;
- сокращение потерь при транспортировании и хранении;

- обеспечение качества поставляемых нефтей;
- осуществление оперативного учета материальных и энергетических ресурсов и затрат;
- сокращение (до минимума) времени и объема обслуживания и ремонта нефтепровода.

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

Самостоятельная АСУ ТП может создаваться для НПС с крупным резервуарным парком или для перевалочной нефтебазы.

**9.1.5** С целью повышения уровня эксплуатации и улучшения использования оборудования и ресурсов при определении организационной структуры АСУ ТП следует совмещать информационно-управляющие пункты нескольких объектов в общем районном диспетчерском пункте (РДП). Рекомендуется с учетом устойчивой работы линии связи и экономических соображений предусматривать создание крупных РДП, вплоть до объединения всех НПС в пределах организации магистрального трубопроводного транспорта нефти

**9.1.6** 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.

**9.1.7** 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.

**9.1.8** 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

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

**9.1.10** Все программно-логические контроллеры, применяемые в локальных системах автоматики должны иметь возможность передавать информацию в технологическую

сеть ПЛК НПС (ЛПДС). 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.

**9.1.11** При обмене информацией между отдельными локальными системами автоматизации необходимо использовать:

- протоколы в соответствии с требованиями МЭК (IEC/TR) 61158-4 – для связи ПЛК различных систем локальной автоматизации и передачи данных от интеллектуальных датчиков в ПЛК;

- канальный протокол Ethernet, транспортный TCP/IP – для связи АРМ, ПЛК локальных систем автоматизации в локальную технологическую сеть операторной. При этом ЛВС операторной, в состав которой входят технические средства систем локальной автоматизации, должна быть организована отдельно от административной ЛВС НПС (ЛПДС, РДП, ТДП), используемой для задач АСУП.

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

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

**9.1.14** Комплекс технических средств АСУ ТП должен включать:

- вычислительный комплекс совместно с устройствами ввода, представления и регистрации информации;

- устройства телемеханизации насосных станций и линейных сооружений;

- системы локальной автоматики нефтеперекачивающих станций, узлов учета, линейной части, пунктов приема и сдачи;

- (средства связи) и аппаратуру передачи данных.

**9.1.15** Состав технических средств и их технические характеристики автоматизированных систем управления (быстродействие, надежность, точность выполнения функции и т.п.) принимаются в соответствии с требованиями организации-разработчика АСУ ТП.

## 9.2 Автоматическая защита

### 9.2.1 Магистральная насосная

**9.2.1.1** 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.

**9.2.1.2** Магистральные насосные агрегаты должны иметь устройства автоматической защиты, обеспечивающие контроль параметров работы агрегата в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей агрегата и [6], и отключение этого агрегата при возникновении неисправности или аварийной ситуации.

**9.2.1.3** Задание автоматическому регулятору давления на выходе должно равняться величине рабочего давления, а регулятору на приеме - величине минимального давления на входе первого насоса при максимальной на данный период эксплуатации подаче.

**9.2.1.4** 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.

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

**9.2.1.6** 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.

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

**9.2.1.8** 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.

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

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

**9.2.1.11** Срабатывание всех защит, перечисленных в п.9.2.1.1, должно сопровождаться автоматической световой и звуковой сигнализацией в месте постоянного пребывания дежурного эксплуатационного персонала. Действие защит по пожару и 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.

**9.2.1.12** 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.

**9.2.1.13** В закрытых помещениях со взрывоопасными зонами должен предусматриваться автоматический контроль уровня загазованности, возникновения пожара и затоп-

ления и предусмотрена установка сигнализаторов дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров (газосигнализаторы).

Установку газосигнализаторов следует выполнять в соответствии с действующими нормативными документами РБ.

### **9.2.2 Подпорная насосная**

**9.2.2.1** 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 [6].

**9.2.2.2** ПН при размещении в помещении должна иметь автоматические защиты, действующие на отключение насосных агрегатов по пожару, загазованности и затоплению аналогично МН (см. п. 9.2.1.7).

## **9.3 Резервуарные парки**

**9.3.1** 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 3.02.01, НПБ 15, НПБ 40, НПБ 41, НПБ 61.

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

**9.3.2** 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 с 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;

## ТКП РП

- 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.

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

### **9.4 Автоматическая система пожаротушения**

#### **9.4.1 Общие требования**

**9.4.1.1** При проектировании систем автоматизации пожаротушения кроме настоящих норм следует использовать следующие нормативные документы: ТКП 45-2.02-190, СНБ 3.02.01, ППБ РБ 1.01, ППБ 2.11, ППБ 2.20, НПБ 104, НПБ 110; ППБ 2.11, ПУЭ; ГОСТ 30852.9, ГОСТ 30852.13 и [7].

**9.4.1.2** Автоматизация системы пожаротушения должна включать:

- автоматическую селективную пожарную сигнализацию места пожара;
- автоматическую световую и звуковую сигнализацию о возникновении пожара в соответствии с п. 9.2.1.10;
- автоматическое, дистанционное и местное управление системой автоматического пожаротушения;
- автоматическое включение защит оборудования и помещений в соответствии с п. 9.2.1.7, а также при дистанционном и местном пуске установок пожаротушения;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации и пожаротушения;
- возможность снятия (квтирования) звуковой сигнализации; контроль световой и звуковой сигнализации (по вызову);
- автоматическое открытие задвижек систем пожаротушения на горящий объект;
- автоматический запуск насосов подачи раствора пенообразователя и систем охлаждения резервуаров;
- автоматический запуск резервных насосов систем пожаротушения и водоорошения.

**9.4.1.3** Селективная (избирательная) сигнализация пожара и дистанционное управление системой автоматического пожаротушения должны предусматриваться в МДП (или в операторной при отсутствии МДП) с дублированием сигнализации о пожаре и

срабатывании систем автоматического пожаротушения в пожарном посту и в операторной (при наличии в нем постоянного дежурного персонала).

**9.4.1.4** Для автоматического пожаротушения помещений с взрывоопасными зонами и технологических объектов должны применяться установки, использующие способы и средства пожаротушения, согласованные с МЧС РБ и рекомендованные для применения в соответствующих помещениях.

**9.4.1.5** Автоматизация пенного пожаротушения должна предусматривать:

- автоматизацию заполнения пожарных насосов; автоматическое, дистанционное и местное включение насосов подачи воды и пенообразователя;
- автоматическое дозирование необходимого количества пенообразователя;
- автоматическое включение резервных насосов с электроприводом в случае отказа в работе рабочего насоса или невыхода его на режим в течение установленного времени;
- автоматическое селективное открытие запорной арматуры на линиях подачи пены к защищаемым объектам;
- местное управление устройствами компенсации утечки раствора пенообразователя из трубопроводов и сжатого воздуха из гидропневматических емкостей;
- отключение автоматического пуска насосов;
- сигнализацию минимального давления в напорной сети раствора и пенообразователя;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации;
- автоматический контроль аварийного уровня воды и температуры в резервуарах пожарного запаса и уровня пенообразователя в резервуарах для пенообразователя;
- световую и звуковую сигнализацию возникновения пожара, контроль исправности звуковой и световой сигнализации (по вызову);
- снятие звуковой сигнализации.

**9.4.2** Датчики пожарной сигнализации (пожарные извещатели)

**9.4.2.1** Для сигнализации пожара в нефтенасосных и резервуарах следует применять извещатели, реагирующие на тепло или инфракрасное излучение.

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

**9.4.2.3** Запуск системы автоматического пожаротушения должен осуществляться при срабатывании не менее двух пожарных извещателей.

Эта схема может реализовываться двумя лучами, к которым подключены разные датчики, или с помощью пожарного концентратора, принцип действия которого позволяет определить число сработавшихся в луче датчиков.

**9.4.2.4** Пожарные извещатели следует устанавливать в соответствии с ТКП 45-2.02-190 и рекомендациями заводов-изготовителей.

### **9.4.3** Схемы автоматизации

**9.4.3.1** Система автоматического пенного пожаротушения должна предусматривать селективное управление запорными устройствами на линиях подачи пены к защищаемым объектам.

**9.4.3.2** Аппаратура автоматического управления насосами пожаротушения и запорными устройствами на пенопроводах может устанавливаться в операторной или в МДП НПС.

**9.4.3.3** Включение системы автоматического пожаротушения должно сигнализироваться в защищаемом помещении одновременным световым и звуковым сигналами, устанавливаемыми в соответствии с п. 9.2.1.10.

**9.4.3.4** Система производственно-технического водоснабжения должна предусматривать автоматическую подачу воды в резервуары противопожарного запаса при включении пожарных насосов, а также закрытие задвижек на линиях подачи воды в систему производственно-технического водоснабжения при достижении уровня пожарного запаса в этих резервуарах.

**9.4.3.5** Дистанционный контроль уровней и температуры воды в наземных резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя может осуществляться сигнализацией предельных уровней в операторной (МДП).

**9.4.3.6** В операторной (МДП) для систем пенного пожаротушения следует предусматривать световую и звуковую сигнализацию:

- положения задвижек 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.

**9.4.3.7** 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.

## **10 Электроснабжение и электрооборудование**

### **10.1 Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения**

**10.1.1** Схема внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ и выше нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов должны разрабатываться специализированными институтами Минэнерго РБ.

**10.1.2** При проектировании схем внешнего электроснабжения должны предусматриваться меры по обеспечению бесперебойной работы НПС при кратковременных перерывах электроснабжения, вызванных короткими замыканиями, действием автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР) и т.п., в частности, меры по обеспечению пуска и самозапуска насосных агрегатов в минимальном и максимальном режимах работы энергосистемы.

Необходимые для расчетов технические требования и исходные данные предоставляются заказчиком.

При разработке перспективных схем развития энергосистемы должны учитываться электрические нагрузки, предусмотренные схемами развития нефтепроводов.

**10.1.3** Схемы внешнего электроснабжения (п.п. 7.1., 7.2.) согласовываются с энергоснабжающей организацией и органами Госэнергонадзора.

В протоколах рассмотрения схем следует указывать доленое участие по финансированию, сроки ввода объектов внешнего электроснабжения НПС, а также объектов энергосистемы, ввод или расширение которых необходимы по условиям обеспечения надежного электроснабжения магистральных нефтепроводов.

Утвержденные схемы внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов являются основанием для выдачи энергосистемами Минэнерго РБ технических условий на присоединение.

**10.1.4** Схемы внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов следует выполнять и утверждать до начала разработки проектов магистральных нефтепроводов.

**10.1.5** Стадийная проектная документация по объектам внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов должна выполняться:

**10.1.5.1** Специализированными институтами Минэнерго РБ:

- по линиям электропередачи напряжением 110 кВ и выше;
- по подстанциям 35 кВ и выше энергосистем, ввод и расширение которых необходимо по условиям обеспечения надежного электроснабжения НПС;
- по подстанциям напряжением 110 кВ и выше при НПС, за исключением технологических и совмещенных РУ-6(10) кВ и токопроводов к этим РУ.

В объем проектирования этих подстанций входит:

- разъединитель, устанавливаемый между токопроводом и трансформатором подстанции;
- кабели релейной защиты и автоматики между ОПУ подстанции и РУ-6(10) кВ при НПС;
- прокладка кабелей релейной защиты и автоматики от ОПУ до границы подстанции;
- релейная защита, автоматика и телемеханика подстанций;
- трансформатор собственных нужд подстанции.

**10.1.5.2** Институтами, проектирующими технологические объекты:

- по линиям электропередачи напряжением до 35 кВ, предназначенным для питания подстанции при НПС;
- по подстанциям напряжением до 35 кВ при НПС, включая технологические и совмещенные РУ-6(10) кВ и токопроводам к этим РУ;
- по технологическим и совмещенным РУ-6(10) кВ и токопроводам к этим РУ подстанции при НПС напряжением 110 кВ и выше.

В объем проектирования этих РУ входит:

- релейная защита и автоматика электроснабжения РУ;
- прокладка кабелей релейной защиты и автоматики от границы подстанции до РУ-6(10) кВ при НПС.

**10.1.6** Проект подстанции при НПС напряжением 110 кВ и выше с тремя напряжениями, из которых среднее напряжение предназначено для развития электрических сетей энергосистемы, следует выполнять в полном объеме.

Для таких подстанций поставка и монтаж РУ среднего напряжения организациями концерна «Белнефтехим» не производится.

**10.1.7** В РУ-6(10) кВ НПС следует предусматривать не более четырех ячеек отходящих линий для сторонних потребителей.

Величина мощности, отпускаемой с шин 6(10) кВ сторонним потребителям, должна учитываться при проектировании подстанции и выборе мощности трансформаторов.

При количестве ячеек отходящих линий, требуемых для питания сторонних потребителей, более четырех, на подстанциях должно сооружаться собственное РУ-6 (10) кВ. В том случае в РУ-6(10) кВ НПС ячейки для сторонних потребителей не предусматриваются.

**10.1.8** Категория электроприемников и НПС в целом по степени обеспечения надежности электроснабжения принимается по таблице 10.1.

**Таблица 10.1 - Категория электроприемников и НПС по степени обеспечения надежности электроснабжения**

Здания и сооружения	Оборудование	Категория надежности электроснабжения	Наличие электроприемников особой группы
Здания и сооружения НПС			
Головная нефтеперекачивающая станция (НПС)	НПС в целом	I	Имеются
Промежуточная нефтеперекачивающая станция с емкостью и без емкости, располагаемая в горных районах	НПС в целом	I	-
Промежуточная нефтеперекачивающая с емкостью и без емкости	НПС в целом	II	-
Магистральная насосная головных НПС и промежуточных НПС с емкостью и без емкости, располагаемая в горных районах	Электродвигатели магистральных насосов	I	-
Магистральная насосная промежуточных НПС с емкостью и без емкости	Электродвигатели магистральных насосов	II	-
Подпорная насосная головных НПС и промежуточных НПС с емкостью и без емкости, располагаемая в горных районах	Электродвигатели подпорных насосов	I	-
Подпорная насосная промежуточных НПС с емкостью и без емкости	Электродвигатели подпорных насосов	II	-
Узел регулирования	Задвижки, аппаратура системы автоматического регулирования	I	-
Фильтры-грязеуловители	Задвижки	I	—
Узлы задвижек	Задвижки	I	Имеются

Продолжение таблицы 10.1

Здания и сооружения	Оборудование	Категория надежности электроснабжения	Наличие электроприемников особой группы
Система сглаживания волн давления	Сооружение в целом	I	-
Узел учета нефти	Сооружение в целом	I	-
Трубопоршневая установка	Сооружение в целом	III	—
Блок откачки из сборника утечек, разгрузки и сброса ударной волны	Насосы	I	—
Маслосистема	Насосы и вентиляторы	I	—
Насосная обратного водоснабжения с аппаратами воздушного охлаждения	Насосы, вентиляторы	I	—
Система подпора воздуха в помещениях или в кожухе электродвигателей	Вентиляторы	I	—
Система приточно-вытяжной вентиляции помещений со взрывоопасными зонами класса В-1а	Установка в целом	I	Имеются
Дизельная электростанция	Установка в целом	I	-
Сливо-наливной пункт	Насосы	II	—
Сооружения производственной канализации (нефтеловушки, отстойники, флотационные установки, насосные и т.д.)	Сооружения в целом	II	Имеются
Сооружения хозяйственной канализации (насосные, септики и т.д.)	Сооружение в целом	II	—
Насосная пенотушения и водотушения, пенопровода	Насосы, вентили, задвижки на пенопроводах	I	Имеются
Насосная уловленной нефти или шлама	Сооружение в целом	III	—
Пождепо	Сооружение в целом	III	Имеются
Котельная, топливное хозяйство	Сооружение в целом	I	-
Сооружения водоснабжения (насосные, артскважины, очистные сооружения, водонапорные башни и т.д.)	Сооружение в целом	II	—
Узел связи	Аппаратура связи	I	Имеются

Продолжение таблицы 10.1

Здания и сооружения	Оборудование	Категория надежности электроснабжения	Наличие электроприемников особой группы
Операторная, местный диспетчерский пункт	Сооружение в целом	I	-
Станция радиорелейной связи: одноканальная многоканальная	Сооружение в целом радиоаппаратура радиоаппаратура	II I	— Имеются
Вспомогательные сооружения (мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные здания, лаборатории, овощехранилища)	Сооружение в целом	III	—
Вахтовый жилой комплекс при НПС, столовая и т.д.	Сооружение в целом	III	—
Автозаправочная колонка, склад ГСМ	Сооружение в целом	III	—
Резервуарный парк	Сооружение в целом	II	Имеются
Заглубленное подвальное помещение: II категории III категории	Сооружение в целом Сооружение в целом	II III	- -
Линейная часть нефтепровода			
Узел приема, пуска и про пуска скребка.	Сооружение в целом	II	-
Пункт подогрева нефти	Насосы	III	—
Линейные и береговые задвижки	Задвижки	II	—
Станция катодной защиты	Сооружение в целом	III	—
Дом линейного ремонтера, пункт наблюдения на реках	Сооружение в целом	III	—
Вертолетная площадка	Сооружение в целом	III	—
Пункт контроля и управления (ПКУ) на трассе	Сооружение в целом	II	—
Необслуживаемый усилительный пункт (НУП)	Сооружение в целом	III	—
Районный диспетчерский пункт (РДП)	Сооружение в целом	I	Имеется

**10.9** Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения приведены в таблице 10.2.

**Таблица 10.2 - Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения**

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
Магистральные насосы: - головная НПС; - промежуточная НПС с емкостью или без емкости.		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: - головной НПС; - 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/: - коммерческий - оперативный	I II	Время на АВР, но не более 3 сек. 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, электрозалы, приточные вентиляционные камеры, 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. взрывоопасных зон	Аналогично категории надежности и допустимому времени перерыва	СНБ 4.02.01	

Продолжение таблицы 10.2

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
	питания, предусмотренных для основных электроприемников технологического и /или/ инженерного обслуживаемого здания, помещения, сооружения		
Аварийная вентиляция из взрывоопасных зон	I	Время на АВР, но не более 3 сек.	СНБ 4.02.01
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 Оборудование резервуара /коренные задвижки, мешалки/	I	Время на АВР, но не более 1 сек.	
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, управ-	Особая группа	Не допускается	Аварийное питание от

Продолжение таблицы 10.2

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
лечения, измерения передачи и сохранения информации			агрегатов бесперебойного питания /UPS/
Станция катодной защиты	II	Не более 240 часов в год	
Котельные /системы автоматизации, горелки, насосы, вентиляторы, дымоходы и т.п./: - при НПС - жилых комплексов объектов МН	I II	Время на АВР, но не более 3 сек. От времени на АВР /3 сек./ до 4 часов, в зависимости от климатических районов	Работа одного котла должна быть обеспечена в течение не менее 1 суток от автоматического источника питания
Вспомогательные сооружения /мастерские, гаражи, склады, лаборатории, столовая, вахтовый комплекс/	III	Не более суток	
Электроприемники узла пуска и приема СОД - при НПС - на линейной части	I II	Время на АВР, но не более 3 сек. 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 зданий и сооружений: - рабочее	В зависимости от категории электроприемников основного технологического и /или/ инженерного оборудования назначения здания /сооружения/		

Продолжение таблицы 10.2

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по ПУЭ	Допустимое время перерыва питания	Примечание
- аварийное освещение /безопасности, эвакуационное/	Согласно указаниям ТКП 45-2.04-153		
Освещение территорий:  - НПС  - охранное освещение	I  I	Время на АВР, но не более 3 сек. 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 / ТКП 45-2.04-153

**10.1.10** 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

**10.1.11** 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.

**10.1.12** 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 выбывшего. 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.

**10.1.13** 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.

**10.1.14** 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

**10.1.15** Молниезащита и защита от статического электричества сооружений и зданий НПС должны выполняться в соответствии с ППБ 2.08 глава 8, ГОСТ 12.1.018 и ГОСТ 12.4.124.

**10.1.16** На вводах в здание (сооружение) выполняется повторное заземление нулевых (PEN) и/или защитных (PE) жил кабелей.

**10.1.17** 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.

**10.1.18** 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.

## **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 (ПУЭ).

**10.2.5** Технологическая вдольтрассовая 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 ТКП 45-2.04-153.

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

**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** Требования к учету электроэнергии в электроустановках НПС должны выполняться в соответствии с ПУЭ, Правилами от 30.04.1996г. №28 и Правилами от 19.01.2006г. №9.

**10.4.2** Подстанции при НПС должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания электрической и тепловой энергией.

**10.4.3** НПС, относящиеся по степени надежности электроснабжения к первой категории, должны получать питание не менее чем по двум одноцепным ВЛ независимо от их протяженности, а НПС, относящиеся ко второй категории - по одной двухцепной ВЛ.

**10.4.4** К двум одноцепным тупиковым ВЛ, питающим НПС, относящиеся к первой категории, допускается подключение трех подстанций, включая подстанции других потребителей.

**10.4.5** При подключении технологических подстанций к одноцепной ВЛ с двусторонним питанием число промежуточных подстанций, подключаемых к ВЛ между опорными подстанциями для НПС, относящихся к первой категории, не должно быть более трех, включая подстанции других потребителей. При этом подстанции, питающие НПС, должны подключаться одвоцепными заходами, а прочие могут подключаться на ответвлениях.

**10.4.6** К двучепной ВЛ с двухсторонним питанием на участке между двумя опорными подстанциями для НПС, относящихся к первой категории, допускается подключение до пяти подстанций, включая подстанции других потребителей.

**10.4.7** На подстанциях при НПС независимо от района их размещения и схемы присоединения к сети, следует применять схемы электрических соединений только с масляными выключателями.

Применение отделителей и короткозамыкателей на этих подстанциях не допускается по условиям сохранения динамической устойчивости синхронных двигателей.

**10.4.8** Присоединение подстанции при НПС к ВЛ, от которых питаются подстанции других потребителей, выполненные по упрощенным схемам с отделителями и короткозамыкателями, или последних к ВЛ, от которых питаются подстанции при НПС, допускается только при подтверждении расчетами обеспечения динамической устойчивости синхронных двигателей НПС.

**10.4.9** Выбор единичной мощности трансформаторов 35-220/6-10 кВ следует производить с учетом обеспечения максимальной потребляемой мощности НПС, соответствующей проектной пропускной способности трубопровода, с учетом нормальных оперативных переключений насосных агрегатов (пуск резервного, а затем остановка рабочего), а также с учетом обеспечения нагрузок сторонних потребителей в режиме длительного отключения одного трансформатора.

**10.4.10** Технологические РУ-6(10) кВ подстанций при НПС рекомендуется выполнять с одной системой шин, секционированной выключателем.

**10.4.11** В проектах следует предусматривать обслуживание персоналом Минэнерго РБ:

- линий электропередачи, к которым присоединяются подстанции при НПС;
- подстанций при НПС, за исключением технологических и совмещенных РУ-6(10)кВ и токопроводов к этим РУ;
- линий электропередач, идущих от подстанций к сторонним потребителям;
- кабелей релейной защиты и автоматики между РУ-6(10)кВ и подстанций при НПС;
- полуккомплектов высокочастотной связи, противоаварийной автоматики и сложных защит ВЛ-110 кВ и выше, если они устанавливаются в ОПУ подстанции при НПС, а также релейной защиты токопроводов.

**10.4.12** В проектах следует предусматривать обслуживание персоналом заказчика:

- технологических и совмещенных РУ-6(10)кВ;
- токопроводов 6(10)кВ, идущих к технологическим и совмещенным РУ-6(10)кВ;

– систем учета электроэнергии.

**10.4.13** Граница раздела обслуживания должна быть предусмотрена:

– по первичным цепям - на аппаратных зажимах токопроводов на разъединителе 6(10)кВ подстанции. Аппаратные зажимы обслуживаются персоналом НПС;

– по вторичным цепям - на рядах зажимов РУ-6(10)кВ.

В составе технологических РУ-6(10)кВ следует предусматривать установку ячеек вводов с трансформаторами тока и трансформаторами напряжения, подключаемыми до вводного выключателя. Отгораживание этих ячеек от остальной части РУ не требуется.

Трансформаторы собственных нужд НПС должны подключаться до вводных выключателей РУ-6(10)кВ НПС.

**10.4.14** Подстанции при НПС, включая и телеуправляемые, оборудуются противоаварийной и системной автоматикой, в соответствии с действующими нормами.

Объем релейной защиты и автоматики на присоединениях, питающих потребителей НПС, устанавливается ведомственными нормами.

Объем релейной защиты и автоматики, имеющих системное значение, согласовывается с организациями Минэнерго РБ.

Устройства релейной защиты, устанавливаемые в РУ-6(10)кВ НПС, должны отключать токи подпитки от высоковольтных двигателей при коротких замыканиях в сетях каждого класса напряжения.

**10.4.15** При размещении объектов внешнего электроснабжения НПС в районах с минимальной температурой воздуха ниже минус 45°С следует применять оборудование холодостойкого исполнения по ГОСТ 15150 и арктические изоляционные масла или предусматривать установку электрооборудования внутри помещений.

**10.4.16** При установке на НПС синхронных двигателей должно предусматриваться автоматическое регулирование возбуждения. Коэффициент форсировки возбуждения не должен превышать максимальных значений, допустимых заводом-изготовителем.

**10.4.17** Расстояние между технологическим (совмещенным) РУ-6(10) кВ и подстанцией при НПС не нормируется. Однако во всех случаях, где этому не препятствуют условия генерального плана и организация подходов ВЛ различного напряжения, расстояние между РУ и подстанцией следует принимать минимальным.

**10.4.18** Институты Минэнерго РБ в проектах внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов предусматривают:

– диспетчерскую связь и телемеханику между подстанцией при НПС и диспетчерским пунктом энергосистемы, как правило, по ВЧ каналам на ВЛ-35-220 кВ в соответствии с действующими нормами Минэнерго РБ;

## ТКП РП

- кабель связи между подстанцией и узлом связи НПС и его обслуживание;
- установку телефонного аппарата на подстанции, включенного в АТС узла связи НПС.

**10.4.19** Проектные институты при проектировании магистральных нефтепроводов предусматривают:

- включение абонентов подстанции в АТС узла связи НПС;
- каналы связи на магистральных линиях организаций концерна «Белнефтехим», смежных нефтепроводных организациях зарубежных стран, для организации прямого телефонного канала диспетчерской связи между диспетчерским пунктом предприятия электрических сетей (ДПЭ) или энергосистемы и РДП нефтепровода - по отдельному заданию или по техническим условиям.

**10.4.20** Вопросы совместного использования кабельных и радиорелейных линий связи нефтепровода, в том числе антенных сооружений, взаиморезервирование линий связи с долевым участием Минэнерго РБ в их сооружении должны рассматриваться по отдельным соглашениям.

**10.4.21** Для электроснабжения электроприемников особой группы на каждой НПС следует предусматривать третий независимый источник питания.

В качестве третьего независимого источника питания должны применяться дизельные электростанции (ДЭС) второй степени автоматизации по ГОСТ 10032 на обслуживаемых НПС и третьей степени автоматизации на необслуживаемых НПС. Перечень электроприемников особой группы приведен в таблице 10.3.

**Таблица 10.3 - Перечень электроприемников особой группы**

Наименование здания, сооружения, помещения, в котором устанавливается электроприемник	Назначение и наименование электроприемника	Режим работы и длительность включения
Здания и сооружения НПС		
Магистральная насосная	Аварийное электроосвещение и вытяжные вентиляторы	Длительный
Подпорная насосная	Приточный и вытяжной вентиляторы, аварийное освещение	-
Узел регулирования	Вентиляторы, система автоматического регулирования давления	-
Узлы задвижек	Секущие задвижки	Кратковременный
Система сглаживания волн давления	Секущие задвижки, вентиляторы	-
Узел учета нефти	Задвижки, вторичные приборы	-

Продолжение таблицы 10.3

Наименование здания, сооружения, помещения, в котором устанавливается электроприемник	Назначение и наименование электроприемника	Режим работы и длительность включения
Система приточно-вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами В-1а	Приточные и подпорные вентиляторы, система автоматического контроля	Длительный
Высоковольтное распределительное устройство	Аварийное освещение Электроотопление шкафов КРУ Привод вводного выключателя	- - Ручное включение после восстановления напряжения на питающих линиях
Дизельная электростанция	Собственные нужды ДЭС	Длительный
Сооружения производственной канализации	Погружные насосы откачки нефте-содержащих стоков	Длительный
Пождепо	Аппаратура автоматики	Длительный
Котельная, топливное хозяйство	Электроприемники, необходимые для работы одного котла Аварийное освещение	- -
Операторная, местный диспетчерский пункт	Аппаратура автоматики, телемеханики и аварийное освещение	-
Узел связи	Аппаратура связи и аварийное освещение	Длительный
Станция радиорелейной связи, многоканальная	Радиоаппаратура	-
Резервуарный парк	Две или одна задвижки пенотушения в зависимости от вместимости резервуара Задвижки аварийной и противопожарной защиты	Кратковременный -
Заглубленное подвальное помещение II-й категории	Аварийное освещение, вентиляция	Длительный
Узел приема, пуска (пропуска) скребка	Задвижки на входе и выходе станции (4шт.)	Кратковременный
Районный диспетчерский пункт	Аппаратура автоматики, вычислительная техника, аппаратура телемеханики	Длительный

## 11 Метрологическое обеспечение

### 11.1 Общие положения

11.1.1 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.

11.1.2 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: СТБ 8004, СТБ 8006, ТКП 006).

11.1.3 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.

11.1.4 Применяемые в проектной документации наименования и обозначения физических величин и их единиц должны соответствовать международной системе единиц СИ, требованиями действующих стандартов: ТР 2007/003 и [8].

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

**11.1.6** Применяемые метрологические термины должны соответствовать требованиям и рекомендациям стандартов и терминологических сборников – ГОСТ 16263.

**11.1.7** 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.

**11.1.8** Решения по результатам метрологической экспертизы являются для разработчиков проекта обязательными.

## **11.2 Метрологическое обеспечение при проведении учетных операций и при использовании нефти на собственные нужды**

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

**11.2.2** 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.

**11.2.3** Погрешность измерений коммерческих и оперативных УУН должна соответствовать требованиям ГОСТ 26976, ГОСТ 1510.

**11.2.4** УУН предусматриваются в пунктах:

- приема от нефтедобывающих предприятий;
- приема и сдачи смежным предприятиям;
- приема и сдачи НПЗ, на экспорт, на налив в морской и речной транспорт, налив в железнодорожные и автоцистерны.

**11.2.5** Все средства измерений, входящие в состав УУН, должны иметь сертификаты утверждения типа Госстандарта России.

**11.2.6** При проектировании в состав УУН должны включаться:

- блок измерительных линий;
- блок обработки информации;
- блок контроля качества нефти;
- метрологическое оборудование, рабочие эталоны;
- узел регулирования давления и расхода;
- устройство гарантированного питания;

– аналитическая лаборатория.

**11.2.7** На входе в УУН устанавливается блок фильтров-грязеуловителей для предварительной грубой очистки нефти.

**11.2.8** На входе в измерительные линии должны быть установлены фильтры тонкой очистки нефти.

**11.2.9** 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.

**11.2.10** Входной и выходной коллекторы должны иметь подключения с противоположных сторон.

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

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

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

**11.2.13.1** 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.

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

**11.2.13.3** Все средства измерений должны быть поверены и иметь соответствующие действующие сертификаты.

**11.2.14** Испытательные химико-аналитические лаборатории.

**11.2.14.1** 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.

**11.2.14.2** Лаборатории должны быть оснащены средствами измерений, лабораторными анализаторами с сертификатом об утверждении типа Госстандарта РБ.

**11.2.15** 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.

**11.2.15.1** При динамическом методе измерений для учета нефти на потоке система должны быть оснащена:

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

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

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

**11.2.16.1** Требования к данным системам по составу должны соответствовать пункту 11.2.1 в случае их применения на границах магистральных нефтепроводов между двумя территориальными правлениями, а также на НПС, где происходит перераспределение грузопотоков между магистральными нефтепроводами, без оснащения эталонным оборудованием.

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

### **11.3 Метрологическое обеспечение основного и вспомогательного производств**

**11.3.1** 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;
- системы измерений и контроля уровня вибрации НА;
- системы 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 и 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.

**11.3.2** В состав измерительно-контролирующих систем вспомогательного производства входят:

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

Проектом должны быть определены исходные данные о годовом расходе энергоресурсов 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 энергоресурсов 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 энергоресурсов является обязательным.

При разработке данного раздела в проектной документации следует также руководствоваться [9-13].

### **11.3.3** 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.

### **11.3.4** 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.

**11.3.5** При проектировании баз производственного обслуживания (БПО, ЦБПО), подразделений технологического транспорта и спецтехники, специализированных подразделений по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах (АВП, АРП), 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.

#### **11.4 Организация метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащение**

**11.4.1** Материалы проекта по организации метрологической службы на проектируемом объекте и ее оснащении должны быть разработаны в соответствии с СТБ 8004, СТБ 8006, ТКП 006.

**11.4.2** В зависимости от расчетной потребности объекты проектирования должны оснащаться стационарными ремонтно-поверочными метрологическими лабораториями и (или) передвижными (мобильными) ремонтно-поверочными метрологическими лабораториями.

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

**11.4.4** 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.

**11.4.5** Помещения поверочных (калибровочных) подразделений и их оборудование должны удовлетворять требованиям ГОСТ 8.395, [14-15]. Поверочные (калибровочные) подразделения размещают в специальном здании или помещениях (не выше 2-го этажа) вдали от объектов, создающих сильные магнитные и высокочастотные поля, источников вибрации и шума (с уровнем выше 90 дБ), радиопомех (машин, электросварочного обо-

рудования и др.). Определение потребности в оборудовании и помещениях метрологической службы должно быть основано на рекомендациях [15-16].

**11.4.6** 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 [17], 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.

## 12 Электрохимическая защита от коррозии

**12.1** При проектировании электрохимической защиты от коррозии линейной части магистральных нефтепроводов и подземных коммуникаций перекачивающих и наливных станций, следует руководствоваться СТБ ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602 СНиП 2.05.06, Р333.

**12.2** При проектировании электрохимической защиты подземных металлических коммуникаций, перекачивающих и наливных станций следует руководствоваться СНиП 2.05.06.

**12.3** Электрохимическая защита подземных металлических сооружений и коммуникаций должна осуществляться независимо от коррозионной активности грунта и условий эксплуатации.

**12.4** Проект электрохимической защиты подземных металлических коммуникаций от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, должен разрабатываться на основании результатов изыскания с учетом данных прогнозирования изменения электрических параметров защищаемых сооружений и надежной работы защитных устройств на период не менее 10 лет.

**12.5** Катодная поляризация металлических коммуникаций должна осуществляться таким образом, чтобы создаваемые на всей поверхности этих сооружений защитные потенциалы находились в пределах, регламентируемых ГОСТ 9.602, СТБ ГОСТ Р 51164.

**12.6** Проект электрохимической защиты должен предусматривать установку контрольно-измерительных пунктов, обеспечивающих контроль за защищенностью всех подземных металлических коммуникаций на НПС.

**12.7** 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 СТБ ГОСТ Р 51164.

**12.8** При проектировании электрохимзащиты нефтепровода следует предусматривать мероприятия по снятию вредного влияния катодной поляризации с соседних подземных сооружений.

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

### **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: РД РБ 02140.12, РД РБ 02140.14, РД РБ 02140.15, РД РБ 02140.17, ТКП 018, РД РБ 02140.23, Правилами от 19.08.2006 №1058, ГТСС 419941, РД 45.180, РД 45.156.

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

**13.4** Производственно-технологическая связь должна предусматриваться в следующем объеме:

#### **13.4.1** Технологические виды связи:

– диспетчерская связь диспетчера Центрального диспетчерского пункта управления с операторами ЛПДС, НПС, наливными резервуарными парками, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами нефтепроводов, пунктами замера

## ТКП РП

транспортируемой нефти, пунктами пуска и приема очистных и диагностических устройств и снарядов;

- 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 ремонтеров, аварийно-восстановительных бригад, обслуживающего персонала вдольтрассовых 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.

### 13.4.2 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.

**13.5** Для эксплуатационно-обслуживающего персонала связи должны предусматриваться служебная связь.

Виды служебной связи определяются, исходя из типа линии и оборудования связи при разработке конкретных проектов и включают следующие виды связи:

- магистральная служебная связь;

- линейная служебная связь, включающая постанционную служебную связь и участковую служебную связь.

### 13.6 При проектировании каналов связи для АСУ необходимо учитывать:

- телемеханизацию линейных сооружений;

- телемеханизацию насосных станций;

- телемеханизацию объектов внутреннего энергоснабжения на НПС;

- обмен информацией между вычислительными комплексами;
- передачу информации с использованием системы передачи данных.

Рекомендуется предусматривать резервирование каналов АСУ ТП. Число каналов предусматривается проектом на основании задания разработчика АСУ ТП.

**13.7** 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.

**13.8** 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.

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

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

**13.11** На НПС должны предусматриваться:

- автоматическая телефонная связь;
- радиофикация;
- электрочасофикация;
- громкоговорящая связь;
- местная диспетчерская связь;
- пожарная сигнализация;
- охранная сигнализация по периметру площадки.
- система оповещения о пожаре;
- система видеонаблюдения.

**13.12** При проектировании технологической связи магистральных нефтепроводов должна учитываться потребность других предприятий и организаций Миннефтепрома. .

**13.13** Задание на проектирование разрабатывается в соответствии с требованиями СНБ 1.03.02 и ГОСТ 21.101, а также дополнительными требованиями к системе производственно-технологической связи по:

## ТКП РП

- составу системы;
- системе связи на период строительства;
- мультиплексорному оборудованию для ЦРРЛ, КЛС, ВОЛС с указанием типа оборудования и фирмы поставщика;
- системе подвижной радиотелефонной связи;
- каналам и цифровым потокам для ЕАСУ;
- размещению оборудования;
- электропитанию;
- станциям коммутации;
- системе спутниковой связи;
- системе радиодоступа к КП линейной телемеханики;
- используемым частотам.

**13.14** В составе производственно-технологической связи 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 ближайшие пожарные части УПО МВД, правоохранительные органы, предприятия-владельцев коммуникаций, пересекаемых нефтепроводами, и прочие организации;

### Примечание

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

- связь диспетчера ТДП с дежурным персоналом управления или отделения железной дороги при наличии пересечений магистральными нефтепроводами железных дорог.

– организация связи между ТДП и управлением или отделением железной дороги зависит от организационной структуры железнодорожного транспорта в зоне обслуживания каждого территориального управления;

- связь наливных станций с соседними НПС, с дежурными железнодорожных станций или агентами морских и речных портов, а также с ближайшей пожарной частью УПО МВД по одному телефонному каналу или по коммутируемому каналу сети общего пользования;

– связь НПС, диспетчерских пунктов и наливных станций с энергоснабжающими организациями проектируется по техническим условиям энергосистем (диспетчером ближайшей опорной электроподстанции; ТЭЦ или ГЭС). Связь между питающей подстанцией и энергодиспетчером предусматривается в составе проекта внешнего электроснабжения.

**13.15** При разработке схемы организации связи должны предусматриваться резервные каналы и цифровые потоки для перспективного развития в соответствии со схемой развития магистральных нефтепроводов.

**13.16** При проектировании систем передачи, поставляемых зарубежными фирмами, одновременно с основными техническими средствами в проектах необходимо предусматривать комплекты запасных частей, измерительной аппаратуры, эксплуатационных материалов и инструмента.

**13.17** Виды связи по п.п. 13,5-13.7, 13.15 обеспечиваются путем строительства кабельной или радиорелейной связи на основании схемы развития магистральных нефтепроводов и по заданию, согласованному органами Минсвязи РБ и Межведомственным Координационным Советом при Минсвязи РБ.

**13.18** Для обеспечения эксплуатации нефтепровода до сооружения предусмотренных проектом магистральных кабельных или радиорелейных линий связи в проекте должна предусматриваться дополнительно временная связь на базе малоканальных РРЛ, УКВ радиосвязи и других средств.

**13.19** При проектировании сетей технологической связи магистральных нефтепроводов следует предусматривать свободные ресурсы для предоставления услуг связи сторонним организациям с целью снижения затрат на связь в основной деятельности.

## **14 Техническое обслуживание и ремонт магистральных нефтепроводов**

**14.1** Основной формой организации обслуживания и ремонтных работ на магистральных нефтепроводах является централизованная система технического обслуживания и ремонта (ЦСТОР).

**14.2** Централизация ремонтных работ должна быть дифференцирована на уровнях линейной производственной диспетчерской службы (ЛПДС), Районного нефтепроводного управления, Управления магистральными нефтепроводами.

**14.3** Для выполнения технического обслуживания и ремонтных работ могут предусматриваться объекты для размещения ремонтных подразделений:

## ТКП РП

В составе территориальных правлений:

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

В составе 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 вдольтрассовых линий и электрохимзащиты (ВЛ и ЭХЗ);
- группы по эксплуатации средств линейной телемеханики.

**14.4** Объекты ремонтного хозяйства УМН, как правило, должны располагаться в географическом центре магистральных нефтепроводов УМН; при выборе места расположения объектов должны учитываться действующая и проектируемая сеть автомобильных, железных дорог и др. путей сообщения. Объекты ремонтного хозяйства РНУ, как правило, должны располагаться в месте расположения самого РНУ.

Аварийно-восстановительные пункты располагаются на территории ЛПДС. На площадке АВП размещается также аварийный резерв материалов.

**14.5** В составе ЦБПО, БПО могут предусматриваться специальные подразделения по техническому обслуживанию и ремонту механоэнергетического оборудования НПС и ремонту подводных переходов.

**14.6** Производственная мощность объектов ремонтного хозяйства и численность обслуживающего персонала определяются в соответствии с ведомственными нормативами.

## 15 Показатели расхода энергоресурсов

### 15.1 Показатели расхода электроэнергии

**15.1.1** Расход электроэнергии по магистральному нефтепроводу определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{нк}} + \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{сл}} \quad (15.1)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{нк}}$  - расход электроэнергии на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, включая потери в коммуникациях НПС и подводных трубопроводах, кВт/ч;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$  - расход электроэнергии на собственные нужды на НПС, кВт/ч;

$\mathcal{E}_{\text{сл}}$  - расход электроэнергии на собственные нужды сооружений линейной части, кВт/ч.

**15.1.2** Расход электроэнергии на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{нк}} = \frac{Q^1 \times (H_1 + H_2) \times K \times g \times \rho}{\eta_{\text{н}} \times \eta_{\text{э}} \times 367} \times 8400, \text{ кВтч/год} \quad (15.2)$$

где  $Q^1$  - заданная часовая пропускная способность нефтепровода, м<sup>3</sup>/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 подводным 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/с<sup>2</sup>;

$\rho$  - плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;

$\eta_{\text{н}}$  - КПД насосов;

$\eta_{\text{э}}$  - КПД электродвигателей.

**15.1.3** Расход электроэнергии на собственные нужды линейной части нефтепровода, на систему электрохимической защиты трубопровода и кабеля связи от коррозии (пи-

## ТКП РП

тание СКЗ) составляет в среднем 15 тыс. кВт. ч в год на 100 км магистрального нефтепровода.

**15.1.4** Расход электроэнергии (ориентировочный) на собственные нужды на одну НПС приведен в таблице 15.1, включая потери в трансформаторах.

**Таблица 15.1 - Расход электроэнергии**

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

**15.1.5** 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 с вязкостью  $0,25 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

**15.1.6** Скорость перекачки нефти  $V$  м/с должна определяться по формуле:

$$V = \frac{11,57 \times Q}{\rho \times F \times T} \quad (15.3)$$

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

$F$  - средняя площадь проходного сечения нефтепровода при расчетном диаметре  $D_p \text{ м}^2$ ;

$\rho$  - плотность нефти при расчетной температуре, т/м<sup>3</sup>;

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

**15.1.7** При определении расхода электроэнергии по таблице 15.1 с заданными величинами вязкости вводится поправочный коэффициент  $K_1$ , который определяется по формуле:

$$K_1 = \left( \frac{V_3 \times 10^6}{0,25} \right)^{0,25} \quad (15.4)$$

где  $V_3$  - заданная фактическая вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с.

**15.1.8** Удельный расход электроэнергии в кВт/ч на 1000 км определяется по таблице 15.2.

Таблица 15.2 - Удельный расход электроэнергии

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

15.1.8 Приведенные в таблице 15.2 показатели расхода электроэнергии в зависимости от разности отметок конечного и начального пунктов магистрального нефтепровода должны увеличиваться или уменьшаться на величину:

$$A = (H \times K_2) / (Q \times L) \quad (15.5)$$

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<sub>2</sub> - коэффициент, величина которого приводится в таблице 15.3.

Таблица 15.3 – коэффициент K<sub>2</sub>

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

Продолжение таблицы 15.3

Скорость перекачки, м/с	Диаметр нефтепровода, мм											
	219	273	325	377	426	530	630	720	820	920	1020	1220
2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	166	240
2,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	257
3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277
3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300

Оптимальное распределение пропускной способности между параллельными нефтепроводами определяется по формуле:

$$Q = \frac{D_1^{5-m} \times \frac{1}{3} \times Q_1}{\sum_{i=1}^n D_i^{5-m} \times \frac{1}{3}} \quad (15.6)$$

где  $Q = \sum_{i=1}^n Q_i$  - пропускная способность системы, состоящей из n параллельных нефтепроводов, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_i$  - пропускная способность i-го нефтепровода;

M - показатель, характеризующий режим движения;

$D_i$  - диаметр i-го нефтепровода;

$\eta_i$  - КПД насосов на i-м нефтепроводе.

Расчетная величина пропускной способности Q, не должна превышать пропускной способности нефтепровода.

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

**15.1.10** 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.

**15.1.11** 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.

## 15.2 Показатели расхода топлива

**15.2.1** Вид основного топлива для источников тепла НПС устанавливается по согласованию с заказчиком. Применение того или иного вида топлива в каждом конкретном случае определяется исходя из экономической целесообразности. При наличии близких источников газоснабжения по согласованию с заказчиком в качестве основного топлива может быть использован газ. Возможность подключения к газовым сетям определяется разрешением ОАО «Белтрансгаз». При этом, наличие резервного топлива согласовывается с разрешающими органами ОАО «Белтрансгаз» при получении технических условий на газоснабжение.

**15.2.2** Удельный расход условного топлива на 1,0 Гкал/ч (1,16 МВт) отпущенного тепла для паровых и водогрейных котлов приведен в Приложении Б.

**15.2.3** Теплоисточники, независимо от их теплопроизводительности, должны быть оснащены приборами учета отпускаемого тепла, приборами учета топлива и воды потребляемых на их нужды.

**15.2.4** Автоматический учет расхода тепла и топлива следует предусматривать для объектов, имеющих годовое энергопотребление более:

- тепловой энергии 2000 Гкал
- природного газа 350000 м<sup>3</sup>
- мазута (нефти) 300 т.у.

**15.2.5** Для прогнозирования потребности топливных ресурсов на нужды площадок промежуточных насосных станций в таблице 15.4 даны ориентировочные годовые расходы топлива на котельные установки.

**Таблица 15.4 - Ориентировочные годовые расходы топлива на котельные установки**

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 <sup>3</sup>	жидкое топливо, т	газ, м <sup>3</sup>	жидкое топливо, т	газ, м <sup>3</sup>	жидкое топливо, т	газ, м <sup>3</sup>
-10	45	52х10 <sup>3</sup>	55	64х10 <sup>3</sup>	60	70х10 <sup>3</sup>	10	12х10 <sup>3</sup>
-15	95	110х10 <sup>3</sup>	110	125х10 <sup>3</sup>	120	140х10 <sup>3</sup>	25	29х10 <sup>3</sup>
-20	140	161х10 <sup>3</sup>	165	190х10 <sup>3</sup>	175	205х10 <sup>3</sup>	35	40х10 <sup>3</sup>
-25	180	208х10 <sup>3</sup>	215	250х10 <sup>3</sup>	230	270х10 <sup>3</sup>	50	58х10 <sup>3</sup>
-30	220	254х10 <sup>3</sup>	265	305х10 <sup>3</sup>	280	325х10 <sup>3</sup>	65	75х10 <sup>3</sup>
-35	305	350х10 <sup>3</sup>	365	425х10 <sup>3</sup>	390	450х10 <sup>3</sup>	95	110х10 <sup>3</sup>
-40	380	430х10 <sup>3</sup>	450	520х10 <sup>3</sup>	485	560х10 <sup>3</sup>	115	133х10 <sup>3</sup>
-45	385	435х10 <sup>3</sup>	455	530х10 <sup>3</sup>	490	570х10 <sup>3</sup>	120	140х10 <sup>3</sup>
-50	425	490х10 <sup>3</sup>	510	590х10 <sup>3</sup>	545	630х10 <sup>3</sup>	130	150х10 <sup>3</sup>

Примечание - Расходы топлива в таблице 15.4 даны без учета нужд (в тепле) жилых поселков

### 15.3 Показатели расхода воды

**15.3.1** Удельную норму расхода свежей воды на производственные нужды на одну НПС следует принимать.

**15.3.2** На НПС с аварийно-восстановительным пунктом следует проектировать систему повторного использования воды от мойки автомобилей.

**15.3.3** Нормы расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды эксплуатационного персонала НПС следует принимать в соответствии с ТКП 45-4.01-52.

### **15.4 Нормы потерь нефти**

**15.4.1** Размер допустимых потерь нефти при транспорте по магистральным нефтепроводам определяется по Нормам естественной убыли нефтепродуктов и этилового спирта при приеме, хранении, отпуске, транспортировании и нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров в пограничных войсках Республики Беларусь, от 06.05.2006 № 210.

### **15.5 Использование вторичных энергетических ресурсов**

**15.5.1** При проектировании систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха зданий и сооружений НПС следует использовать вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) согласно СНБ 4.02.01:

- 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 не предусматривать, а в соответствии с СНБ 4.02.01 из помещений категории А (помещение магистральных насосов) не следует использовать теплый воздух в теплоутилизаторах.

**15.5.2** 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 теплоснабжения в системах.

**15.5.3** Резервирование теплоснабжения при использовании ВЭР следует предусматривать в тех случаях, когда не допускается сокращение тепломощности потребителей в соответствии с СНБ 4.02.01, а также при авариях, очистке теплоутилизаторов или остановке технологического оборудования.

**15.5.4** Тепло воздуха, удаляемого системами вытяжной вентиляции, следует использовать для нагревания наружного воздуха систем вентиляции, воздушного отопления

и кондиционирования воздуха только в тех случаях, когда исчерпаны резервы экономии тепла за счет рециркуляции воздуха из помещения.

## 16 Металловложение

16.1 Металловложения в линейную часть нефтепровода определяются по таблице 16.1.

**Таблица 16.1 – Металловложения в линейную часть**

Диаметр нефтепровода, мм	Металловложения, т/км
219	31-37
273	46-52
325	55-64
377	64-82
426	85-102
530	95-105
630	118-129
720	150-165
820	174-192
1020	268-298
1220	396-430

Примечание - Минимальная и максимальная величина металловложений соответствует минимальному и максимальному значению производительности нефтепровода, приведенной в таблице 5.1.

16.2. При прохождении трассы в горной и густонаселенной местности показатели металловложений корректируются с применением поправочного коэффициента 1,1 на соответствующих участках трассы.

## 17 Нормы помещений

### 17.1 Нормы размещения и нормы рабочей площади на агрегат

17.1.1 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 агрегатно-узловым методом. Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования наружной установки необходимо использовать передвижные грузоподъемные устройства.

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

**17.1.3** Размещение оборудования должно осуществляться с соблюдением требования безопасной эксплуатации и обеспечения условий по нормальному обслуживанию и текущему ремонту оборудования.

**17.1.4** При размещении оборудования в помещениях должны предусматриваться:

- основные проходы по фронту обслуживания магистральных насосных агрегатов, имеющих 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.

**17.1.5** 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.

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

- для МН с подачей до  $3600 \text{ м}^3/\text{ч}$  - не менее  $430 \text{ м}^2 / 110 \text{ м}^2$  на 1 агрегат/;

- для МН с подачей свыше 3600 до 12500 м<sup>3</sup>/ч включительно не менее 670 м<sup>2</sup> /170 м<sup>2</sup> на 1 агрегат/.

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

## **17.2 Нормы складских помещений**

**17.2.1** На площадках НПС должны предусматриваться складские помещения площадью не более 15-20 м<sup>2</sup> для хранения инвентаря, инструмента, узлов и запасных деталей для осуществления профилактического ремонта.

**17.2.2** Объем аварийного запаса труб должен приниматься 0,3% от общей протяженности заболоченных участков трассы и 0,1% для остальных участков.

Аварийный запас труб должен храниться на территориях НПС, а также вблизи болотистых мест и водных переходов на усадьбах линейных ремонтеров или пунктов обогрева. В случае обслуживания с помощью АВП весь аварийный запас труб должен складироваться на их территории.

**17.2.3** Запас турбинного масла для магистральных насосных агрегатов определяется технологической необходимостью замены масла, находящегося в оборотной системе маслоснабжения, и должен приниматься в соответствии с типовыми проектными решениями унифицированных блочно-модульных насосных станций

**17.2.4** Необходимость топливо-заправочных пунктов должна определяться в зависимости от места положения НПС и приниматься в соответствии с типовыми проектными решениями унифицированных блочно-модульных насосных станций с учетом действующих типовых или повторно-применяемых проектов

**17.2.5** Для размещения испытательно-калибровочных лабораторий предусматривается помещение площадью 150 м<sup>2</sup>.

## **18 Надёжность нефтепровода**

**18.1** Надежность нефтепровода и низовых звеньев характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом готовности НПС и трубопровода, равным вероятности (доле времени) работы основного оборудования с номинальными характеристиками;
- коэффициентом готовности эксплуатационного участка - вероятностью (долей времени) поддержания установленной проектно-пропускной способности участка;
- коэффициентом надежности эксплуатационного участка, равным отношению средней пропускной способности участка к установленной проектной;
- коэффициентом готовности нефтепровода по приему нефти и коэффициентом готовности по поставке нефти, равными, соответственно вероятности приема и поставки нефти в номинальном объеме;
- коэффициентами надежности нефтепровода по приему и поставке нефти равными, соответственно отношению среднего объема принимаемой или поставляемой нефти к номинальному.

Коэффициенты готовности определяют долю времени работы объекта с номинальными характеристиками. Коэффициенты надежности характеризуют среднюю располагаемую мощность объекта или звена, вычисленную с учетом возможных отказов оборудования и регулирования режимов с использованием средств резервирования.

**18.2** Указанные в разделах 5, 6, 7, 8 Норм технические решения с учетом выполнения условий на поставку труб и оборудования, требований строительных норм и правил, а также правил технической эксплуатации должны обеспечить надежность отдельных объектов и нефтепровода в целом на уровнях, не менее указанных в таблице 18.1.

**Таблица 18.1 – Уровни надежности отдельных объектов и нефтепровода в целом**

Показатели	Эксплуатационный участок протяженностью 400-500 км			Нефтепровод протяженностью 800-1000 км	
	трубопровод	НПС	Участок в целом	Прием нефти	Поставка нефти
Коэффициент готовности	0,995	0,99	0,96	0,99	0,96
Коэффициент надежности	—	—	0,98	0,99	0,98

**18.3** Повышение надежности сверх нормативного уровня обеспечивается по требованию заказчика для особо ответственных нефтепроводов, а также нефтепроводов протяженностью 1000 км должно обеспечиваться специальным разделом проекта путем сопоставления затрат на повышение надежности над уровнем, обеспечиваемым при нормативном объеме мероприятий.

Расчеты надежности должны выполняться в соответствии с Методическими указаниями по определению производственной мощности магистральных нефтепроводов.

#### **18.4** Повышение надежности обеспечивается:

- изменением категорирования участков, норм контроля сварных стыков, требований к качеству земляных работ, условий испытания и др. по сравнению с установленными строительными нормами и правилами;

- ужесточением требований на поставку труб и оборудования по сравнению с действующими техническими условиями;

- большим уровнем резервирования линейных участков, станционного оборудования, энергоснабжения, увеличением объема резервуарных парков, сокращением протяженности эксплуатационных участков и др. мероприятиями по сравнению с требованиями настоящих Норм;

- дополнительными включаемыми в проект мероприятиями по усилению режимной защиты, систем контроля и наблюдения, оснащения аварийно-восстановительных пунктов и пр.

**18.5** Выбор системы проектных мероприятий производится с учетом целей повышения надежности, в качестве которых могут рассматриваться отдельно или в совокупности:

- увеличение коэффициента готовности трубопровода для обеспечения большей устойчивости технологического процесса, большей безопасности и защиты окружающей среды;

- увеличение коэффициента готовности НПС для снижения трудозатрат на обслуживание и сокращения влияния переходных режимов;

- увеличение коэффициента надежности эксплуатационного участка и коэффициента готовности (надежности) нефтепровода для повышения уровня стабильности приема (поставки) нефти.

## **19 Численность основного и вспомогательного персонала НПС**

**19.1** Численность обслуживающего персонала устанавливается проектом. Она определяется для обслуживания предусмотренного в составе проектируемого магистрального нефтепровода комплексов сооружений, объектов, структурных подразделений с учетом выполняемого объема работы, степени автоматизации и безопасного производства работ по обслуживанию и ремонту. Численность рассчитывается по действующим общесоюзным и ведомственным нормативам или другим утвержденным в установленном порядке руководящим документам.

При отсутствии нормативов численность персонала принимается на основе аналогов - фактических штатов действующих нефтепроводов, проектов нефтепроводов или расчетов.

**19.2** Примерная численность обслуживающего персонала перекачивающих станций нефтепроводов в пределах территории площадки с учетом обеспечения дежурства принимается по таблице 19.1.

**19.3** Численность обслуживающего персонала по технологической связи устанавливается на основании нормативных документов Минсвязи РБ.

**19.4** Численность обслуживающего персонала АВП магистрального нефтепровода принимается по табелям технического оснащения.

**Таблица 19.1 - Примерная численность обслуживающего персонала перекачивающих станций магистрального нефтепровода**

Наименование должностей	Число единиц на НПС	
	с емкостью	промежуточной
<b>I. Инженерно-технические работники /ИТР/ и служащие</b>		
Начальник станции	1	1
Зам. начальника - ст. инженер по эксплуатации сооружений	1	-
Старший инженер-энергетик	-	-
Инженер-энергетик	1	-
Лаборант по химанализу	-	1
Старший инженер по КИПиА	1	-
Инженер по КИПиА	1	-
Старший бухгалтер	-	1
Бухгалтер кассир	1	-
Секретарь-делопроизводитель	1	-
Комендант-кладовщик	1	1
Шофер	1	-
<b>ИТОГО:</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
	<b>12</b>	<b>6</b>

**Продолжение таблицы 19.1**

Наименование должностей	Число единиц на НПС	
	с емкостью	с емкостью

II. Рабочие/основной обслуживающий персонал		
Оператор-приборист /дежурный у щита/	5	5
Товарный оператор	5	–
Слесарь по КИПиА	2	1
Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	2	2
Слесарь по обслуживанию технологических установок, водоснабжения и канализации и теплоснабжения и вентиляции	4	4
<b>ИТОГО:</b>	<b>18</b>	<b>12</b>
III. Рабочие, занятые на подсобно-вспомогательных и хозяйственных работах		
Уборщик производственных помещений	1	1
Подсобный рабочий	1	1
<b>ИТОГО:</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>ВСЕГО:</b>	<b>32</b>	<b>20</b>
Примечания:		
1 На конечных пунктах нефтепровода предусматривается штат товарных операторов в количестве 5 единиц.		
2 При расположении на НПС (с емкостью и промежуточной) второй насосной станции принимается дополнительный обслуживающий персонал в количестве 4 единиц, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> <li>- электромонтер по обслуживанию электрооборудования: 2</li> <li>- слесарь по обслуживанию технологических установок водоснабжения и канализации: 2</li> </ul>		
3 Фонд времени и режим работы персонала магистральных нефтепроводов - трехсменный по 8 часов в смену при непрерывном технологическом процессе производства.		
4 При перекачке нефтей с выделением свободного сероводорода численность операторов и машинистов технологических насосов должна увеличиваться соответственно на одну единицу.		
5 Численность персонала для технического обслуживания и ремонта полностью автоматизированных, дистанционно-управляемых нефтеперекачивающих станций без постоянного присутствующего персонала должна предусматриваться в составе БПО или ЦБПО (см. раздел 14).		

**19.5** При размещении НПС на расстоянии более 20 км от населенных пунктов и условиях бездорожья можно предусматривать на них при соответствующем технико-экономическом обосновании строительство вахтового комплекса из расчета обеспечения жилой площадью на 70% численности обслуживающего персонала.

## **20 Охрана окружающей природной среды**

### **20.1 Общие требования**

**20.1.1** Магистральные нефтепроводы относятся к объектам с безотходным технологическим процессом.

При проектировании магистральных нефтепроводов следует предусматривать мероприятия по охране окружающей среды в соответствии с указаниями, изложенными в настоящих Нормах, а также в СНБ 1.03.02, ГОСТ 21.101 и соответствующих СНиПах, ГОСТах.

**20.1.2** 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.

**20.1.3** В соответствии с требованиями СНБ 1.02.03 на предпроектной (прединвестиционной) стадии в составе ДОН выполняется раздел «Возможное влияние объекта строительства на окружающую природную среду».

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

**20.1.4** В соответствии с требованиями СНБ 1.02.03 на стадии проектирования ОИ в состав материалов должен входить раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС).

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

Настоящий раздел обоснований выполняется в соответствии с нормативными документами Минстройархитектуры РБ, Минздрава РБ, Минприроды РБ и другими нормативными актами, регулирующими природоохранную деятельность.

**20.1.5** В соответствии с требованиями СНБ 1.03.02 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 СНБ 1.03.02 по разработке раздела «Охрана окружающей среды».

**20.1.6** 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.

**20.1.7** Разделы в разрабатываемых проектах ОВОС и ООС оформляются отдельными материалами.

## **20.2 Природоохранные мероприятия**

**20.2.1** Защита территории, по которым проходят нефтепроводы, от загрязнения осуществляется путем:

- обязательного учета фактора наличия плодородных почв при выборе трасс трубопровода и площадок для размещения НПС;
- максимального применения высокопрочных труб;
- контроля стыковых соединений;
- применения соответствующих типов изоляции и антикоррозионной защиты;
- рациональной расстановки линейной арматуры и сокращения, при необходимости, расстояния между точками их установки;
- применения средств телемеханики и контроля состояния трубопровода; специальных мероприятий при прокладке нефтепроводов в горных условиях, в районах шахтных разработок и в густонаселенной местности.

**20.2.2** 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 малопригодное 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, укреп-

пление 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).

**20.2.3** При прохождении трассы нефтепровода на отдельных участках по землям сельскохозяйственного назначения (пашня, луг, сенокос и т.д.) должна предусматриваться техническая рекультивация (снятие и восстановление плодородного слоя) и, в случае требования землепользователей, биологическая рекультивация (внесение удобрений, вспашка и боронование и т.д.).

Защита грунтов от эрозии по трассе нефтепровода должна предусматриваться путем закрепления грунтов посадками трав или кустарника или другими способами.

**20.2.4** Защита рек и водоемов, пересекаемых нефтепроводами, выполняется путем применения труб с повышенной толщиной стенки, соответствующей изоляции и защиты трубопровода от механических повреждений, кроме того, на крупных реках шириной по зеркалу воды в межень более 75 м дополнительной установкой запорной арматуры на обоих берегах и организацией постов наблюдения на судоходных реках.

**20.2.5** 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.

**20.2.6** На трассе нефтепроводов вблизи крупных рек и водоемов должны быть предусмотрены аварийные сбросные емкости, в которые возможен сброс нефти при авариях нефтепроводов.

**20.2.7** С целью защиты рыбохозяйственных водоемов и сохранения рыбных запасов запрещается прокладка нефтепроводов на участках водоемов, имеющих особую ценность для воспроизводства рыбных запасов (нерестилища, зимовальные ямы и т.д.). Прохождение трассы через водоемы, имеющие народнохозяйственное значение, должно быть согласовано с территориальными органами рыбнадзора.

**20.2.8** В состав утверждаемой проектной документации на строительство магистрального нефтепровода, пересекающего реки и другие водоемы рыбохозяйственного назначения, должен входить раздел "Рыбное хозяйство", разработанный специализированной организацией, включающий рыбоохранные и компенсационные мероприятия.

**20.2.9** Для уменьшения загрязнения водоемов при разработке подводных траншей для укладки трубопроводов (от сбрасывания в воду грунта) следует принимать способы производства работ и механизмы, приводящие к увеличению бытовой мутности не более, чем на 5%.

**20.2.10** Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС должна осуществляться с учетом требований действующих нормативных документов, а также путем:

- 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 потребления свежей воды на технологические процессы за счет использования новых видов оборудования, применения оборотной системы водоснабжения, 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 канализацион-

## ТКП РП

ные колодцы;

- устройством обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройством глиняных замков, других противодренирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов

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

- отвода 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;

- вывоза выделенных при очистке воды твердых отходов с территории НПС в места, согласованные с органами Минприроды РБ, Госсаннадзора РБ и Эпиднадзора РБ;

- 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.

**20.2.11** 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 РБ;

– обустройство и озеленение санитарно-защитной зоны объектов нефтепровода, определяемой на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ и в соответствии с требованиями СанПиН от 10.02.2011 №11.

**20.2.12** Нормы выброса дымовых газов от котельных следует принимать в соответствии с ГН-1 от 30.12.2010 №186 и [18-19].

**20.2.13** Уменьшение концентрации вредных веществ до предельно допустимых в створе смешения должно обеспечиваться путем применения совершенных средств очистки с учетом гидрологической характеристики водоема.

**20.2.14** Сброс в канализацию подтоварных вод из резервуаров для нефти не допускается.

**20.2.15** Нефтедержущие сточные воды от магистральной насосной разрешается отводить в резервуары для сброса технологических утечек с устройством на сет трубчатого гидрозатвора и грязеуловителя.

**20.2.15** Объем жидких атмосферных осадков с обвалованной территории резервуарного парка  $Q$  м<sup>3</sup>/сутки, следует определять по формуле (20.1):

$$Q = F \times H / P \quad (20.1)$$

где  $F$  - площадь обвалованной территории резервуарного парка, м<sup>2</sup>;

$$F = f_1 \alpha_1 + f_2 \alpha_2 \quad (20.2)$$

$H$  - годовой слой жидких атмосферных осадков, м.,

$P$  - период с жидкими атмосферными осадками, суток,

$f_1$  - суммарная площадь обвалованной территории резервуарного парка (без резервуаров), м<sup>2</sup>,

$f_2$  - суммарная площадь горизонтальной проекции резервуаров, м<sup>2</sup>,

$\alpha_1$  - коэффициент стока с грунтовых спланированных поверхностей, равный 0,27,

$a_2$  - коэффициент стока с кровель резервуаров, равный 0,95,  
Значение Н и Р принимаются по СНБ 2.04.02 и СНБ 2.03.01.

**20.2.17** Открытые емкостные сооружения (пруды-отстойники, биологические пруды, пруды-испарители, шлакоаккумуляторы, аварийные амбары и др.) должны иметь проволочные ограждения по железобетонным столбам.

Необходимость устройств в открытых емкостных сооружениях противодиффузионных покрытий следует предусматривать на основании гидрогеологических изысканий.

## **21 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций**

**21.1** В соответствии с требованиями СНБ 1.03.02 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).

**21.2** Состав, содержание и порядок разработки раздела ИТМ ГО ЧС определяется СНБ 1.03.02.

**21.3** Проектные решения раздела 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.

**21.4** 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.

**21.5** 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.

**21.6** 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.

## **22 Охрана труда**

**22.1** 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 12.1.004; ГОСТ 12.1.005; ГОСТ 12.1.007; 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.

**22.2** Метеорологические условия (температура, относительная влажность, скорость движения воздуха) и чистота воздуха в рабочей и обслуживаемой зонах помещений зданий и сооружений НПС должны соответствовать нормативным требованиям СНБ 4.02.01.

**22.3** 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 с ТКП 45-2.04-154 и [20].

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

**22.5** 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 с ТКП 45-2.04-154 и [20] .

**22.6** Безопасность обслуживания электроустановок обеспечивается выполнением требований ПУЭ и ГОСТ 30852.16.

**22.7** Санитарно-бытовые помещения и сооружения выполняются в соответствии с СНБ 3.02.03, ТКП 45-3.02-209 и требованиями санитарных норм проектирования.

## **23 Системы водоснабжения, канализации и пожаротушения**

**23.1** Водоснабжение и канализацию объектов магистральных нефтепроводов следует проектировать на основании следующих нормативных документов: СНиП 2.04.03, СНиП 2.04.02, СНиП 3.05.04, СНБ 4.01.01, ТКП 45-4.01-52, ТКП 45-4.01-54, ТКП 45-2.02-138, ТКП 45-4.01-30, ТКП 45-2.02-138, ТКП 45-4.01-32, ТКП 45-4.01-197, ТКП 45-4.01-197.

**23.2** 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 фильтров обезжелезивания 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.

**23.3** Концентрацию загрязнений в производственных сточных водах НПС и нефтебаз следует принимать по таблице 23.1.

**Таблица 23.1 – Концентрация загрязнителей в производственных сточных водах НПС и нефтебаз**

Вид сточных вод	Концентрация загрязнений, мг/л		
	взвешенных веществ	нефти и нефте-продуктов	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

**23.4** Бытовые сточные воды в количестве не более 5 м<sup>3</sup>/сут., очищенные на местных очистных сооружениях, при отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию.

**23.5** Внутри обвалования 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 надземной прокладке сухие трубопроводы раствора пенообразователя и пожарного водопровода должны прокладываться в теплоизоляции из негорючих материалов.

Допускаемая протяженность сети и тип изоляции определяется теплотехническим расчетом.

**23.6** Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами (хлопушками), приводимыми в действие с ограждающего 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 бере резервуарного парка за пределами обвалования должны быть установлены задвижки.

**23.7** 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 от 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, оборудованным 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.

**23.8** 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.

**23.9** Сбор уловленных нефтепродуктов от всех сооружений производственной и производственно-дождевой канализации (нефтеловушек, резервуаров-отстойников, флотационных установок и др.) следует предусматривать в отдельный резервуар объемом не менее 5 м<sup>3</sup>.

**23.10** 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.

**23.11** Электроприводные задвижки, устанавливаемые на подводящих трубопроводах раствора пенообразователя к резервуарам с ЛВЖ, должны размещаться за предела-

ми обвалования, к зданию магистральной насосной - за пределами дорог технологической зоны. Задвижки должны иметь местное и дистанционное управление.

В установках автоматического пожаротушения электроздвижки должны открываться автоматически, дистанционно и по месту вручную.

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

## **24 Системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования**

**24.1** Теплоснабжение, отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений предприятий нефтяной промышленности следует проектировать на основании следующих нормативных документов: СНБ 4.02.01, ТКП 45-4.02-182, ТКП 45-2.04-43, СНиП II-35, СТБ 1626.1, ТКП 45-4.02-183, а также санитарных норм проектирования промышленных предприятий, норм технологического проектирования и настоящих Норм.

**24.2** Для отопления, вентиляции и теплоснабжения следует предусматривать использование вторичных источников тепла (при наличии газогенераторных установок и печей подогрева), руководствуясь главой СНБ 4.02.01.

При отсутствии этих вторичных источников тепла для теплоснабжения следует предусматривать котельные, которые следует проектировать в соответствии с СНиП II-35, СТБ 1626.1.

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

**24.4** Класс ответственности здания - II.

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

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

**24.7** Котельные второй категории по степени надежности снабжения электроэнергией и водой относятся к объектам второй категории, надежность электроснабжения которых определяется в соответствии с таблицей 10.2.

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

**24.9** Качество воды для подпитки тепловых сетей должно соответствовать требованиям норм ТКП 45-4.02-182.

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

В котельной не допускается устройство приемков для установки оборудования.

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

**24.12** В котельных должны быть установлены датчики контроля угарного газа.

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

**24.14** 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/м<sup>3</sup> ч в теплый период года.

**24.15** Для отопления зданий насосных, узлов связи, электрощитовых и других зданий, размещаемых на расстоянии более 150 м от тепловых сетей (при теплоснабжении 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.

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

**24.17** Для помещений насосных категорий А и Б (категория помещений определяется по НПБ 5-2005 РБ) объемом более 300 м<sup>3</sup> при двух- и трехсменной работе следует проектировать системы воздушного отопления, совмещенные с приточной вентиляцией (с рабочим и резервным вентилятором и электродвигателями) без рециркуляции воздуха.

**24.18** Для помещений насосов с электродвигателями категории А при одно- и двух-сменной 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.

**24.19** В производственных и вспомогательных помещениях, кроме помещений, перечисленных в п. 24.17 и 24.18 настоящих Норм, а также в помещениях объемом не более 300 м<sup>3</sup> следует предусматривать системы отопления с местными нагревательными приборами (радиаторы, ребристые трубы и др.).

**24.20** 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.

**24.21** Для помещений зданий и сооружений объемом до 300 м<sup>3</sup> 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.

**24.22** В помещениях категории А и Б объемом более 300 м<sup>3</sup> 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.

**24.23** 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.

**24.24** В заглубленных производственных помещениях категории Д (например, циркуляционные и водяные насосные станции), располагаемых на площадках сбора нефти или на нефтяных месторождениях, 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.

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

**24.26** 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.

**24.27** 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 СНБ 4.02.01.

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.

**24.28** Электроприемники систем отопления и вентиляции следует предусматривать той же категории, которая устанавливается для электроприемников технологического оборудования или инженерного оборудования здания по СНБ 4.02.01.

**24.29** 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.

**24.30** 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.

**24.31** Включение вентиляторов систем вытяжной вентиляции периодического действия в помещениях категорий А и Б и объемом менее 300 м<sup>3</sup> следует проектировать автоматическим от газоанализатора и ручным, размещая включающее устройство снаружи здания у основного входа.

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

**24.33** 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.

## **25 Противопожарные и технологические требования, включая категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности**

**25.1** Минимальные расстояния от НПС магистральных трубопроводов до городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений следует принимать согласно СНиП 2.05.06.

**25.2** При определении противопожарных разрывов категории НПС надлежит принимать в зависимости от емкости резервуарных парков и класса магистрального нефтепровода по СНиП 2.05.06.

**25.3** Блок-боксы и блок-контейнеры для блок-здания должны быть одноэтажными, не менее II степени огнестойкости, из несгораемых конструкций и материалов в соответствии с требованиями ППБ РБ 1.01.

**25.4** Степень огнестойкости зданий принимается в соответствии с ТКП 45-3.02-90.

**25.5** Классификация взрывоопасных смесей и взрыво- и пожароопасных зон зданий и сооружений принимается согласно принимать согласно Приложению А.

**25.6** Территория площадки нефтеперекачивающей насосной станции по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности с учетом функционального назначения подразделяются на зоны:

I зона - технологические установки нефтепроводов. Общее укрытие насосных агрегатов, узел учета нефти, узел обвязки насосного агрегата, блок откачки утечек нефти, блок-бокс регуляторов давления, блок фильтров-грязеуловителей, блок-бокс маслосистемных агрегатов, наружные технологические установки (в т.ч. 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, мехмастерской, кладовой оборудования, узла связи, подпорных и приточных вентиляторов. Блочные устройства противопожарного назначения (тушения), водоснабжения и пожинвентаря, обратного водоснабжения и бытовой канализации.

III зона - резервуарные парки.

**25.7** Противопожарные разрывы между I и II зоной при строительстве сооружений в комплектно-блочном исполнении следует принимать не менее 9м. В пределах одной из этих зон 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.

**25.8** Противопожарные разрывы между сооружениями I зоны и блок-боксами ЗРУ, КТП, РУ (закрытого и открытого исполнения), операторной следует принимать по ПУЭ.

**25.9** Противопожарные разрывы от населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений до сооружений III зоны принимать по СНиП 2.05.06, а разрывы внутри III зоны по СНБ 3.02.01, ППБ 2.11, Правилами 30.09.2004 №31.

**25.10** Расстояние от пожарных резервуаров (места забора воды) до блочных устройств I зоны должны быть не менее 18 м.

**25.11** Расстояние от канализационных сооружений производственных стоков до I и II зоны принимаются в соответствии с ВНТП 3.

**25.12** Расстояния от взрывоопасных помещений и взрывоопасных наружных установок до открытых распределительных устройств и трансформаторных подстанций принимается в соответствии с ПУЭ.

**25.13** Расстояние между дизельными электростанциями, гаражом и блочными устройствами с производствами категорий А и Б принимается 15 м со стороны стены с проемами.

**25.14** Расстояние от закрытых блочных устройств с производствами категории Г и Д (блок-боксы котельной, дизельной электростанции) до резервуаров собственного расхода объемом от 5 до 100м<sup>3</sup> принимается 20м.

**25.15** 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.

**25.16** Внутри обвалования группы резервуаров допускается прокладка инженерных коммуникаций, 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) не допускается.

**25.17** Прокладка канализационной сети внутри обвалования группы резервуаров должна быть подземной. На этой сети устанавливаются колодцы-дождеприемники с арматурой, смотровые и с гидравлическим затвором. В смотровых колодцах вместо лотковой части должны применяться тройники-ревизии. Устройство лотковой канализации не допускается.

**25.18** Внутриплощадочные дороги на НПС следует принимать с обочинами, приподнятыми над планировочной поверхностью прилегающей территории не менее 0,3 м, согласно ТКП 45-3.03-19 и ППБ 2.11, СНБ 3.02.01, Правилами от 30.09.2004 №31.

**25.19** Автоматические установки пенного пожаротушения должны предусматриваться:

- во всех закрытых помещениях площадью более 36м<sup>2</sup> с категорией производства А (с основным технологическим оборудованием), кроме помещений, размещаемых вне территории НПС;

- в других зданиях и помещениях, а также на вертикальных стальных резервуарах, в соответствии с СНБ 3.02.01, ППБ 2.11, Правилами 30.09.2004 №31.

**25.20** Автоматизация пенного пожаротушения должна включать:

- автоматическое и дистанционное включение насосов подачи раствора пенообразователя;

- автоматизацию залива пожарных насосов;

- автоматическое регулирование количества пенообразователя или раствора пенообразователя;

- сигнализацию минимального давления в напорной сети раствора пенообразователя;

- автоматическое и дистанционное открытие запорных устройств в системе пожаротушения или подачи раствора пенообразователя к защищаемому объекту;

- автоматическую сигнализацию о возникновении пожара;

- автоматизированную защиту магистральной насосной;

- дистанционный контроль уровней и температуры воды в резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя.

**25.21** Селективная сигнализация пожара, дистанционное управление средствами автоматического пожаротушения должна предусматриваться в МДП (или в операторной) с дублированием сигнализации о пожаре и срабатывании системы автоматического пожаротушения в пожарном посту (при наличии в нем дежурного персонала).

**25.22** Пуск стационарной установки должен осуществляться:

- автоматически, от датчиков;

- дистанционно, от пусковых кнопок из операторной или диспетчерской или от кнопок на территории;

- по месту, от пусковых устройств установки.

**25.23** Должна быть предусмотрена сигнализация на щит управления:

- о возникновении пожара;
- о срабатывании противопожарной установки.

**25.24** Инерционность системы автоматического пенного пожаротушения должна быть не более 5 минут.

**25.25** Расчетный противопожарный запас воды следует принимать как сумму наибольших расходов на пенное и водяное тушение за расчетное время.

**25.26** При надземной прокладке сухие трубопроводы раствора пенообразователя и пожарного водопровода должны прокладываться в теплоизоляции из несгораемых материалов. Допустимая протяженность сети и тип изоляции определяется теплотехническим расчетом.

**25.27** Электроприводные задвижки, устанавливаемые на подводных раствора пенообразователя к резервуарам с ЛВЖ, должны размещаться за пределами обвалования, к зданию магистральной насосной - за пределами дорог технологической зоны. Задвижки должны иметь местное и дистанционное управление.

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

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

**25.28** В водопроводных насосных станциях с двигателями внутреннего сгорания допускается размещать расходные емкости с дизельным топливом вместимостью до 1м<sup>3</sup>. При этом расходная емкость должна быть соединена аварийным трубопроводом с аварийной емкостью в соответствии со СНБ 3.02.01, ППБ 2.11, Правилами 30.09.2004 №31. От соседних помещений насосная станция должна быть отделена несгораемой перегородкой с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

**25.29** На нефтеперекачивающих станциях в блочно-комплектном наполнении с резервуарными парками емкостью от 100 до 500 тыс. м<sup>3</sup> при наличии установок автоматического пенного тушения должен предусматриваться пожарный пост на один автомобиль с боксом для резервного автомобиля и помещением для дежурных водителей. Вспомогательные помещения пожарпоста (комната приема пищи, аккумуляторная, помещение для сушки рукавов, мехмастерская и другие) допускается располагать в других зданиях в сооружениях.

**25.30** 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 табельной положенности ведомственной пожарной охраны.

**25.31** В блочных закрытых устройствах производства категории А объемом до 200м<sup>3</sup> взрывные проемы допускается не предусматривать.

**25.32** В помещении насосов перекачки нефти, оборудованном автоматической установкой пожаротушения, внутренний противопожарный водопровод не должен предусматриваться.

**25.33** В помещении пожарной насосной на напорном трубопроводе пенного или водяного пожаротушения следует предусматривать соединительные головки (краны) для присоединения пожарных рукавов с расходом 2-2,5 л/с.

**25.35** Пожаротушение наливных эстакад следует проектировать в соответствии с требованиями СНБ 3.02.01, ППБ 2.11, Правилами 30.09.2004 №31.

## Приложение А

(обязательное)

**Таблица А.1 - Классификация взрывоопасных смесей и взрыво- и пожароопасных зон зданий и сооружений**

Наименование зданий и сооружений	Категории производств	Класс взрывоопасных зон	Категория и группа взрывоопасной смеси	Примечание
Наземные металлические резервуары для ЛВЖ	A	B-1г	ПАТЗ	
Общее укрытие насосных агрегатов:				
закрытое дополнение	A	B-1а	-	
то же, открытое исполнение	A	B-1г	-	
Площадка узла учета нефти и контроля качества	A	B-1г	-	
Блок откачки утечек нефти от насосов:				
закрытое исполнение	A	B-1а	ПАТЗ	
то же, открытое исполнение	A	B-1г	-	
емкость для сбора утечек нефти и дренажа технологических трубопроводов	A	B-1г	ПАТЗ	
Блок-бокс регуляторов давления	A	B-1а	-	
Блок регуляторов давления	A	B-1г	-	
Блок фильтров-грязеуловителей	A	B-1г	-	
Блок-бокс гашения ударной волны	A	B-1а	-	
Блок хранения масел	B	П-Ш	-	
Блок-бокс приточных и подпорных вентиляторов	A	B-1а	ПАТЗ	При отсутствии в воздуховодах обратных клапанов
Блок-бокс приточных и подпорных вентиляторов	Д	—	—	При наличии в воздуховодах обратных клапанов
Блок вытяжных вентиляторов общего укрытия	A	B-1г	ПАТЗ	
Блок-бокс лаборатории	B	—	—	Нефть в незначительных количествах. Работа производится под вытяжными шкафами

**Продолжение таблицы А.1**

Наименование зданий и сооружений	Категории производств	Класс взрывоопасных зон	Категория и группа взрывоопасной смеси	Примечание
----------------------------------	-----------------------	-------------------------	--	------------

Продолжение таблицы А.1

Наименование зданий и сооружений	Категории производств	Класс взрывоопасных зон	Категория и группа взрывоопасной смеси	Примечание
Блок-бокс котельной	Г	—	—	
Блок-бокс мехмастерской	Д	—	—	
Блок-бокс операторной	Д	—	—	
Блок-бокс проходной	Д	—	—	
Блок-бокс узла связи	Д	—	—	
(в т.ч. помещение аккумуляторной)	А	В-1в	ПСТ1	
Блок-бокс ЭРУ, дизельной электростанции	Г	—	—	
Блок-бокс ЩСУ, КТП	В	—	—	
Блок-бокс маслосистемы насосных агрегатов (перекачки антифриза и масла)	В	П-1	—	
Блок-бокс водоснабжения, пожаротушения, оборотного водоснабжения, артскважина	Д			
Блок-бокс обогрева обслуживающего персонала, кладовая оборудования	Д	—	—	
Блок-бокс с насосной установкой	Д	—	—	
Блок-бокс полного биохимического окисления и обеззараживания сточных вод	Д	—	—	
Блок-бокс флотационной установки и флотационных баков	А	В-1а	ПАТЗ	
Грязеотстойник	А	В-1г	ПАТЗ	
Сборник нефтесодержащих стоков с насосной установкой	А	В-1г	ПАТЗ	
Резервуар статического отстоя	А	В-1г	-	
Канализационная насосная нефтесодержащих стоков	А	В-1а	-	
Канализационная насосная хозяйственных стоков	Д	—	—	
Площадка подсушивания осадка, ила, мойка автотранспорта	Д	—	—	
Топливо-заправочный пункт для светлых нефтепродуктов	А	В-1г	ПАТЗ	
То же, для темных нефтепродуктов при $t_{всп.} > 61^{\circ} \text{C}$	В	П-Ш	—	
Устройство приема и пуска скребка	А	В-1г	ПАТЗ	
Блок-бокс воздушной компрес-	Д	—	—	

Продолжение таблицы А.1

Наименование зданий и сооружений	Категории производств	Класс взрывоопасных зон	Категория и группа взрывоопасной смеси	Примечание
сорной				
Площадка с вертикальными подпорными насосами	А	В-1г	ПАТЗ	
Задвижки в узлах обвязки трубопроводов	А	В-1г	ПАТЗ	
Сборник утечек нефти (наружный)	А	В-1г	-	
Блок с погружным насосом	А	В-1г	ПАТЗ	
Гараж для автотранспорта	В	П-1	—	
Блок-бокс кладовая масел	В	П-1	—	
Блок охлаждения антифриза и масла	В	П-1	—	
Примечание:				
<p>1 Таблица А.1 составлена для производств, в которых применяются легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) с температурой вспышки до 61°С.</p> <p>2 Для зданий и сооружений НПС и нефтеналивных станций категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности следует принимать в соответствии с ТКП 45-3.02-90 и ПУЭ.</p>				

(рекомендуемое)

**Таблица Б.1 - 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, соб- ственных нужд и эксплуатационных условий, кг.у.т./Гкал	
		Газообразное топли- во	Жидкое топливо
<b>Паровые котлы</b>			
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
<b>Водогрейные котлы</b>			
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

### Библиография

- [1] РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов
- [2] Правила от 21.03.2007г. № 20. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
- [3] ВНТП-5-95 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)
- [4] СН 527-80 Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа
- [5] СНиП III-42-80 Магистральные трубопроводы
- [6] РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций
- [7] РД 06.02-72.60.00-КТН-059-1-05 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения»
- [8] ГОСТ 8.430-88 ГСИ. Обозначения единиц физических величин для печатающих устройств с ограниченным набором знаков
- [9] ГОСТ 8.586.1-2005 ГСОЕИ Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования
- [10] ГОСТ 8.586.2-2005 ГСОЕИ Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования
- [11] ГОСТ 8.586.3-2005 ГСОЕИ Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования
- [12] ГОСТ 8.586.4-2005 ГСОЕИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования
- [13] ГОСТ 8.586.5-2005 ГСОЕИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений
- [14] МИ 670 Методические указания. Определение потребности поверочных подразделений в производственных ресурсах.
- [15] МИ 2284-94 Документация поверочных лабораторий
- [16] МИ 646-84 Типовые проектные решения по созданию АСУ метрологическим обслуживанием предприятий и организаций

## ТКП РП

- [17] РД 39-5-021-90 Норматив обменного фонда и нормы расхода запасных частей и материалов на техническое обслуживание и капитальный ремонт систем измерения количества нефти и трубопоршневых установок
- [18] ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных примесей, содержащихся в выбросах предприятий
- [19] ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
- [20] ГОСТ 12.1.029-80 ССТБ. Средства и методы защиты от шума. Классификация