

Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов (взамен ОНТП 1-86 (ОНТП 51-1-86))

РД 39-135-94. Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов (взамен ОНТП 1-86 (ОНТП 51-1-86))

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "РОСНЕФТЬ"

МИНТОГЭНЕРГО РФ

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ГАЗПРОМ"

## НОРМЫ

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

РД 39-135-94 (ГП "Роснефть")

РД 51-1-95 (РАО "Газпром")

*Срок введения в действие с 1 ноября 1994 г.*

#### УТВЕРЖДЕНЫ:

Приказом ГП "Роснефть" № 61 от 17.10.94

Приказом РАО "Газпром" № 8 от 20.02.95

#### СОГЛАСОВАНЫ:

Госгортехнадзором России, письмо от 21.04.94 № 10-12/115

Главным управлением государственной противопожарной службы МВД РФ, письмо от 03.03.94 № 20/3.2/393

Внесены институтом "НИПИгазпереработка"

Утверждены приказом ГП "Роснефть" от 17.10.94 № 61 и приказом РАО "Газпром" от 20.02.95 № 8

Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов разработаны совместно институтом НИПИгазпереработка (г. Краснодар, Минтопэнерго) и институтом ВНИПИгаздобыча (г. Саратов, РАО "Газпром").

#### Исполнители:

от института "НИПИгазпереработка":

Лосилкин Б.М. (ответственный руководитель работы), Степанова А.А., Вивчарь Е.А., Яриш В.Т., Шахмуть Л.Н., Шушин Е.М., Голуненко А.С., Кокоулин И.К., Хомутов А.Г., Зуб Ю.Ю., Коробко В.Д., Савин В.Ф., Николаева Т.А., Лайко С.А.

от института "ВНИПИгаздобыча":

Объедков Ф.С. (руководитель работы), Гамова Н.К., Чертухина Н.Ф., Самарцева Н.И., Сергеев В.Е.

Подготовлены к утверждению институтом "НИПИгазпереработка".

С введением в действие "Норм технологического проектирования газоперерабатывающих заводов" утрачивают силу "Общесоюзные нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов".

ОНТП 1-86    ОНТП 51-1-86  
Миннефтепром и Мингазпром .

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов (в дальнейшем НТП ГПЗ) распространяются на проектирование новых, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих газоперерабатывающих заводов и отдельных технологических установок по подготовке и переработке нефтяного и природного газов, в том числе сероводородосодержащих, и газового конденсата с получением товарной продукции, а также на разработку предпроектных материалов.

1.2. При проектировании расширения, реконструкции и технического перевооружения газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) и отдельных технологических установок НТП ГПЗ распространяются только на расширяемую, реконструируемую и технически перевооружаемую часть.

НТП ГПЗ не имеют обратного действия и не могут применяться в контрольном порядке к сооруженным по ранее действовавшим нормам заводам и технологическим установкам в качестве их технической оценки.

1.3. Необходимость, порядок и сроки приведения действующих заводов и технологических установок в соответствие с настоящими НТП ГПЗ устанавливаются руководством предприятия по согласованию с местными органами государственного надзора и администрацией.

1.4. Отступление от требований НТП ГПЗ допускается с разрешения инстанции их утвердившей и при представлении технических обоснований, подтверждающих необходимость и безопасность предлагаемых отступлений.

Отступление от требований НТП ГПЗ должны быть согласованы с разработчиками норм и соответствующими органами государственного надзора.

1.5. Проектирование объектов переработки нефтяного газа, природного газа и газового конденсата должно вестись на основании задания на проектирование.

## 2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

- Газоперерабатывающий завод - комплекс основных и вспомогательных сооружений, обеспечивающих получение товарной продукции из поступающего сырья.

- Установка - набор оборудования, трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИА и вспомогательных устройств, обеспечивающих получение промежуточной или готовой товарной продукции или реагентов.

- Должно, необходимо, следует - используется для обозначения обязательных условий.

- Возможно, как правило - используется для обозначения условий, которые не являются обязательными и принимаются на усмотрение проектировщика.

- Авария - высвобождение собственного энергоснабжения промышленного предприятия, при котором сырье, промежуточные продукты, продукция предприятия и отходы производства, установленное на промплощадке оборудование, вовлекаясь в аварийный процесс, создают поражающие факторы для персонала, населения, окружающей среды и самого предприятия.

- Объем - характеристика пространства, занимаемого телом или веществом.

- Вместимость - объем внутреннего пространства сосуда или аппарата.

- Рабочее давление - максимальное внутреннее избыточное давление для сосуда (аппарата), возникающее при нормальном протекании рабочего процесса, без учета гидростатического давления и без учета допустимого кратковременного повышения давления во время действия предохранительного клапана или других предохранительных устройств.

- Расчетное давление - давление, на которое производится расчет на прочность.

- Давление настройки предохранительного клапана - наибольшее избыточное давление на входе в клапан, при котором обеспечивается заданная герметичность в затворе.

- Межремонтный период - время непрерывной работы оборудования между очередными плановыми ремонтами.

- Блочное-комплектное устройство (БКУ) - объект одноцелевого функционального назначения, собираемый на специализированном предприятии или на месте монтажа из комплекта блок-боксов, блок-контейнеров.

- Блок-бокс - бокс с установленным технологическим оборудованием и/или инженерными системами.

- Технологический блок (стадия) - часть технологической системы или технологическая система, ограниченная отключающими устройствами смежных систем по основным и вспомогательным технологическим потокам.

- Категория взрывоопасности технологического блока - классификация технологических блоков (стадий) в зависимости от значений относительного энергетического потенциала взрывоопасности ( $Q_B$ ) блока и общей массы горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака ( $m$ ) согласно методике "Общие принципы количественной оценки взрывоопасности технологических объектов (стадий, блоков)", [95].

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ПАРАМЕТРАМ, КАЧЕСТВУ СЫРЬЯ И ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ ГПЗ

3.1. Сырьем газоперерабатывающих заводов могут быть:

- нефтяной газ установок сепарации нефти,

- нефтяной газ установок сепарации и подготовки нефти, осушенный на промысле,
- нестабильный углеводородный конденсат с установок промышленной обработки газа,
- природный газ и газовый конденсат с установок первичной подготовки газа,
- продукты стабилизации нефти (нестабильный газовый бензин и др.),
- широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ),
- рефлюксы нефтегазопереработки,
- стабильный газовый конденсат.

3.2. Состав и параметры сырья, поступающего на завод, нормами не регламентируются и должны приниматься в соответствии с заданием на проектирование.

3.3. Номенклатура готовой (товарной) продукции ГПЗ должна устанавливаться заданием на проектирование, исходя из состава исходного сырья и технико-экономической целесообразности получения товарных продуктов.

3.4. Качество товарных продуктов должно соответствовать действующим отечественным стандартам и техническим условиям, а при наличии требований в задании на проектирование - с учетом производства продукции на экспорт.

3.5. Параметры товарной продукции следует определять исходя из технических условий на отгрузку.

#### **4. ФОНДЫ ВРЕМЕНИ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ, ПРОИЗВОДСТВ, ОБОРУДОВАНИЯ**

4.1. Для газоперерабатывающих заводов, перерабатывающих бессернистое сырье, минимальное суммарное время в году, в течение которого технологические установки должны работать по схеме основного технологического процесса (фонд эффективного рабочего времени), необходимо принимать не менее 8400 часов (350 дней); для ГПЗ, перерабатывающих сероводородсодержащее сырье - не менее 8000 часов (334 дня); для предприятий по сжижению нефтяного газа и для гелиевых производств - не менее 8000 часов (334 дня).

Примечания: 1. Под работой по схеме основного технологического процесса понимается время, в течение которого технологическая установка перерабатывает сырье и выдает установленную проектом товарную продукцию.

2. При реконструкции или техническом перевооружении установок минимальное суммарное количество дней работы в году по схеме основного технологического процесса (фонд эффективного рабочего времени) должно быть определено заданием на проектирование и его следует принимать, как правило, не ниже ранее принятого проектом.

4.2. Режим работы основного оборудования технологических установок ГПЗ - непрерывный, круглосуточный.

4.3. Материальное исполнение оборудования, трубопроводов, арматуры должно выбираться из срока эксплуатации завода не менее 15 лет, с учетом климатических условий и среды в оборудовании.

Внутренние детали для сосудов, теплообменников, колонн, сепараторов, АВО, арматуры (трубные пучки, тарелки, каплеотбойники и т.п.), которые могут быть легко заменены в ходе ремонтных работ, должны быть рассчитаны на срок эксплуатации не менее 10 лет при нормальных рабочих условиях.

4.4. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования с учетом конкретных условий эксплуатации оборудования определяется "Положением о системе [1] технического обслуживания и ремонта технологического оборудования и аппаратов объектов сбора, транспорта и переработки нефтяного газа" и инструкциями о порядке безопасного проведения ремонтных работ.

#### **5. РАСЧЕТНЫЕ НОРМЫ ПОТЕРЬ СЫРЬЯ И ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ**

5.1. Под потерями газообразного и жидкого углеводородного сырья на технологических объектах ГПЗ следует понимать величину, на которую сумма массы газообразных и жидких продуктов, получаемых из сырья, меньше массы поступающего сырья.

Не относятся к потерям и в материальном балансе должны учитываться самостоятельно:

- а) растворенные или взвешенные примеси (вода, соли, механические примеси и др.),
- б) растворители, реагенты, масла, хладагенты, абсорбенты, ингибиторы и т.п.,
- в) некондиционная продукция, полуфабрикаты и отходы производства,
- г) продукты, получаемые и используемые на собственные нужды (в качестве топлива, хладагента, абсорбента, теплоносителя и т.п.).

5.2. Потери газообразного и жидкого сырья и готовой продукции складываются из организованных (сжигание на факеле продуктов при опорожнении оборудования перед ремонтом, сжигание кислых газов на факеле или в инсинераторе (печь дожига), сжигание хвостовых газов Клауса в инсинераторе и т.п.) и неорганизованных (утечки через неплотности фланцев, ПК и т.п.) потерь.

Расчет неорганизованных потерь выполняется в разделе проекта "Охрана окружающей среды" по методикам, утвержденным органами Министерства охраны окружающей среды и природных ресурсов.

5.3. Для расчета технико-экономических показателей и для первоначального планирования выпуска товарной продукции в проекте технологических установок в материальном балансе рекомендуется принимать механические потери сырья не более указанных в таблице 1.

Таблица 1

№№ пп	Наименование установок	Потери, % мас. от перерабатываемого сырья, не выше
1.	Отдельно стоящие компрессорные станции	0,3
2.	Отдельно стоящие установки по очистке газа от кислых компонентов растворами аминов	0,4
3.	Отдельно стоящие установки осушки газа в контакторах гликолями	0,5
4.	Отдельно стоящие установки осушки газа на твердых сорбентах	0,3
5.	Установки переработки газа по схеме низкотемпературной абсорбции (НТА), включая компримирование и осушку газа	0,5
6.	Установки переработки газа по схеме низкотемпературной конденсации (НТК), включая компримирование и осушку сырьевого газа, компримирование отбензиненного газа	0,5
7.	Отдельно стоящие газодиффузионные установки (ГДУ) с получением индивидуальных фракций углеводородов (этановой, пропановой, бутановой, изобутановой, пентановой, изопентановой, гексановой)	0,5
8.	Установки переработки углеводородного конденсата с получением бензиновой и дизельной фракций	0,3
9.	Установки получения серы по способу Клауса (без узла очистки хвостовых газов)	0,1
10.	Установки переработки газа с извлечением гелия, этановой фракции, широкой фракции легких углеводородов, включая компримирование и осушку газа	1,5

Примечание: 1. Потери для установок, не вошедших в таблицу 1, устанавливаются проектной организацией при проектировании конкретных установок с использованием приведенных в таблице установок в качестве аналогов.

2. При наличии в технологической цепочке газоперерабатывающего завода нескольких установок, указанных в таблице 1, общие потери определяются суммированием.

3. При проектировании сырьевых, промежуточных и товарных парков, сливо-наливных эстакад и газонаполнительных станций для сжиженных углеводородных газов (СУГ) и легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) потери следует принимать:

для парков - не более 0,3 % масс. от хранимого продукта,

для сливо-наливных эстакад и газонаполнительных станций - не более 0,05 % масс. от отгружаемой продукции.

## 6. ТРЕБОВАНИЯ К ПАРАМЕТРАМ КАЧЕСТВУ ОСНОВНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ТОПЛИВА, ОБОРОТНОЙ ВОДЫ, ВОЗДУХА, АЗОТА

6.1. Требования к качеству используемых на ГПЗ реагентов, хладагентов, адсорбентов, абсорбентов, катализаторов, масел, смазок и вспомогательных материалов устанавливаются соответствующими действующими стандартами, техническими условиями, технологическими регламентами на проектирование.

6.2. Применяемые на ГПЗ реагенты, катализаторы и т.п. не должны оказывать вредного воздействия на последующие процессы, использующие продукцию ГПЗ.

6.3. При проектировании объектов ГПЗ следует принимать и обеспечивать в сетях завода параметры топлива, оборотной воды, сжатого воздуха и азота (инертного газа), указанные в таблице 2.

Таблица 2

№№ пп	Наименование	Параметры на границе производства энергосредств		Требования к качеству
		давлен. избыт.	температура	
1.	Топливный газ: к газопотребляющим установкам (котельные, печи, РММ, лаборатории и т.д.) к газомотокомпрессорам (ГМК) и газовым турбинам	не ниже 0,45 МПа, $P_{max} = 0,6$ МПа	не ниже минус 10 °С	Отсутствие капельной жидкости
2.	Вода оборотная (при подпитке технической водой)	Параметры и качество топливного газа обеспечиваются исходя из требований инструкции по эксплуатации заводов-изготовителей ГМК и турбин. Напор воды на вводах технологических установок должен приниматься по данным технологической части проекта и, как правило, не превышать 0,25 - 0,35 МПа	Температура воды, подаваемой на технологические установки, должна приниматься по данным технологической части проекта с учетом климатологических условий.	

1. Взвешенных веществ не более 25 мг/л.
2. Нефтепродуктов не более 15 мг/л.
3. Карбонатная жесткость не более 3,0 мг-экв/л.
4. Общее солесодержание не более 1000 мг/л.
5. Хлориды не более 300 мг/л.
6. Сульфаты не более 500 мг/л SO<sub>4</sub>
7. pH - 6,5 , 8,5
8. БПК<sub>5</sub> = не более 15 мг/л O<sub>2</sub>.

				9. БПК <sub>полн.</sub> - не более 25 мг/л O <sub>2</sub> .
3.	Сжатый воздух для приборов контроля и автоматики (КИА)	0,6 МПа (в сети)	не выше 40 °С	Параметры и качество воздуха для приборов контроля и автоматизации и пневмоприводной арматуры должны соответствовать требованиям п. 1.5 РТМ 25-390-80 Минприбора и ГОСТ 17433-80 (не ниже 1 кл. загрязненности) не регламентируется
4.	Сжатый воздух общего назначения	не ниже 0,6 МПа	не выше 40 °С	
5.	Азот (инертный газ) низкого и высокого давления	Принимаются для каждого конкретного случая исходя из требований разрабатываемого проекта		Содержание кислорода в азоте (инертном газе) должно отвечать требованиям обеспечения взрывопожаробезопасности проектируемого производства и целям применения азота.

Параметры водяного пара, теплофикационной воды, химочищенной воды, теплоносителя, электроэнергии приведены в разделе 19 "Требования к энергоснабжению ГПЗ".

## 7. НОРМЫ ЗАПАСОВ ИСКЛАДИРОВАНИЯ СЫРЬЯ И ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ

7.1. Общий объем резервуаров для хранения каждого из видов жидкого сырья должен быть рассчитан на работу ГПЗ в течение не менее:

- а) 3-х суток - при поступлении по железной дороге;
- б) 2-х суток - при приеме сырья по трубопроводу.

7.2. Общий объем резервуаров для хранения каждого из видов готовой продукции в товарном парке должен быть рассчитан на работу ГПЗ в течение не менее:

- а) 3-х суток - при отгрузке по железной дороге;
- б) 2-х суток - при отгрузке трубопроводным транспортом.

Запас хранения продукции при отгрузке автотранспортом должен определяться заданием на проектирование, но быть не менее 2-х суток.

При необходимости заказчик может увеличить объем хранения.

7.3. Общий объем резервуаров для хранения сырья или готовой продукции в промежуточных парках не должен превышать 16-ти часового запаса для каждого из видов продуктов.

7.4. Общий объем резервуаров для хранения каждого из видов жидкого сырья изотермическим способом должен обеспечить работу ГПЗ в течение не менее:

- а) 7 суток при трубопроводном транспорте;
- б) 15 суток при железнодорожном транспорте.

7.5. Общий объем резервуаров для хранения каждого из видов готовой продукции изотермическим способом должен быть рассчитан на работу ГПЗ в течение не менее:

- а) 7 суток при трубопроводном транспорте,
- б) 15 суток при железнодорожном транспорте.

7.6. При необходимости применения резервуаров под давлением в качестве оперативного запаса при изотермическом хранении СУГ их общий объем определяется с учетом принятого графика сливо-наливных операций и мощности транспортных средств, но не более односуточного хранения.

7.7. В обоснованных случаях, когда поступление сырья и сбыт готовой продукции проектируются по трубопроводам и предусматриваются мероприятия по повышению надежности транспортно-распределительной системы (наличие нескольких источников производства и поступления сырья, сдвоенная система трубопроводов или сдвоенные участки на сложных местах трассы, наличие достаточного резервуарного парка у поставщиков или потребителей) или потребованию заказчика, общий объем резервуаров для хранения запасов сырья и готовой продукции может быть уменьшен или парки совсем не предусматриваются.

7.8. При возможности организации подземного хранения сжиженных углеводородных газов в хранилищах шахтного типа или соляных куполах запас хранения может быть увеличен до 30 суток.

7.9. Расчет потребных объемов резервуарных парков следует производить как разницу между вместимостью и величиной неиспользуемой зоны (коэффициент заполнения плюс мертвый остаток).

7.10. Объем склада для хранения товарной жидкой серы должен быть рассчитан на 5-ти суточный запас.

7.11. Склад твердой серы (гранулированной, пластинчатой и т.п.) должен быть рассчитан на хранение не менее 5-ти суточного производства всего завода.

## 8. НОРМЫ ЗАПАСОВ ИСКЛАДИРОВАНИЯ РЕАГЕНТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

8.1. Реагентное хозяйство ГПЗ должно обеспечивать возможность хранения запасов реагентов в соответствии с табл. 3.

Таблица 3

№ пп	Наименование реагента	Запас, выраженный в сутках
1.	Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль)	30
2.	Амины (моноэтаноламин, диэтанолламин, метилдиэтанолламин)	30
3.	Метанол	30
4.	Аммиак, хлор	30, но не более, чем разрешено действующими нормативными документами на проектирование складов для хранения вредных веществ 1, 2 классов опасности
4.	Кислоты	30
5.	Сода каустическая и кальцинированная	25
6.	Ингибиторы коррозии	20
7.	Гипохлорид	30
8.	Прочие реагенты (присадки, тринатрийфосфат и др.)	30

### ПРИМЕЧАНИЕ:

1. При поставке химреагентов по импорту допускается увеличивать запасы:

Основных реагентов (гликолей, аминов и т.д.) в 3 раза;

Ингибиторов коррозии в 6 раз, против указанных в таблице 3.

2. Необходимо учитывать размер тары поставляемой продукции.

3. При доставке реагентов ж/д транспортом объем одной емкости для хранения каждого вида реагентов должен быть не менее объема железнодорожной цистерны, а количество емкостей - не менее двух.

8.2. Запасы катализаторов, адсорбентов, химреагентов, используемых в качестве абсорбентов, хладагентов и т.п., потребляемых установками ГПЗ, устанавливаются исходя из 30-ти суточного текущего расхода их плюс одна загрузка для полной замены их в системе (так называемый оперативный запас).

Примечания: 1. Если на заводе имеется несколько однотипных установок, то оперативный запас катализаторов, адсорбентов, адсорбентов, хладагентов и т.п. предусматривается для полной замены его только на одной, наиболее крупной установке.

2. Если на заводе предусматривается строительство импортных установок с поставкой химреагентов, объем хранения рассчитывается на объем поставки их, как правило, включающий расход на первоначальное заполнение системы плюс расход на пополнение системы на один год эксплуатации.

8.3. Нормы запасов смазочных материалов (масел, консистентных смазок) следует принимать:

- при поступлении в железнодорожных цистернах до 20 суток, но объем емкости принимать не менее объема одной железнодорожной цистерны, а количество емкостей - не менее двух для каждого вида масел;

- при отгрузке в таре - до 30 суток;

- при доставке только водным путем - годовой запас.

8.4. Нормы запасов смазочного масла каждой марки для компрессоров следует принимать в объеме 50 % масляной системы установленного парка машин плюс запас на пополнение систем в объеме 45<sup>ТН</sup> дневной потребности.

8.5. Для внутризаводских подстанций следует предусматривать запас трансформаторного масла не менее 110 % объема наиболее маслоемкого электроаппарата.

Для главных понизительных подстанций запас трансформаторного масла предусматривать в соответствии с нормами технологического проектирования подстанций.

8.6. При доставке только водным путем запас реагентов, адсорбентов, абсорбентов и хладагентов предусматривать исходя из годового их расхода плюс одна загрузка для полной их замены в системе (оперативный запас).

## 9. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ ГПЗ

9.1. Технологическая схема ГПЗ и набор технологических установок, как правило, определяются технологическим регламентом на проектирование, исходя из состава перерабатываемого сырья, ассортимента и качества готовой продукции, транспортной схемы сырья и готовой продукции, соответствующими заданию на проектирование.

Набор технологических установок проектируемых ГПЗ должен обеспечить комплексную переработку газа, а также жидкого сырья, с получением сжиженных углеводородных газов, фракций индивидуальных углеводородов, моторных топлив, этана, гелия, серы и других сопутствующих компонентов, отвечающих конъюнктуре рынка, ценам на реализуемые продукты и финансовым возможностям заказчика.

Необходимость и целесообразность извлечения этана, гелия, микроэлементов, включая тяжелые металлы, должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

Глубина извлечения серы из серосодержащих компонентов должна обеспечивать предотвращение загрязнения окружающей среды выше предельно допустимых концентраций.

9.2. Технологические схемы ГПЗ должны обеспечивать:

максимально возможное балансирование не только материальных, но и энергетических ресурсов (электроэнергии, тепла и холода), т.е. переработку газа с минимальным поступлением внешней энергии;

безотходную и малоотходную технологию;

гибкость, т.е. возможность работы в условиях изменения количества, качества и параметров перерабатываемого сырья, ассортимента и количества вырабатываемых продуктов в зависимости от требований, оговоренных в задании на проектирование;

взрывобезопасность и высокую надежность за счет обеспечения параметров процессов, исключающих возможность взрыва в системе, применения противоаварийных устройств, систем противоаварийной защиты (ПАЗ), повышения надежности контроля за параметрами, определяющими взрывоопасность технологических объектов и т.п.;

предотвращение загрязнения окружающей природной среды (воздушного бассейна, почв и водоемов) и рациональное использование сырья, материальных и топливно-энергетических ресурсов.

9.3. Технологическая схема завода должна включать факельную систему, систему дренажей жидких остатков и аварийного освобождения аппаратов и другие вспомогательные системы, обеспечивающие нормальную эксплуатацию и безаварийную остановку завода при нарушениях в системах энергообеспечения, при превышении допустимой загазованности, при пожаре, при опасных отклонениях технологического режима оборудования и т.п.

9.4. В технологических схемах ГПЗ и установок должно быть предусмотрено разделение на технологические блоки, для которых должны быть предусмотрены быстродействующая запорная арматура и системы, обеспечивающие при аварийной разгерметизации блока (АРБ) быстрое, при соблюдении требований безопасности, его отключение и опорожнение для сокращения поступления продуктов в окружающую среду.

9.5. Жидкие рабочие вещества из аппаратов, сосудов и трубопроводов, опорожняемых при авариях, ремонтах или ревизиях, подлежат сбросу в специальные дренажные сборники, с последующим их, по возможности, возвратом в процесс, а при отсутствии таковой в соответствующие системы обработки и утилизации.

9.6. Количество дренажных систем определяется физико-химическими свойствами сред и компоновочными решениями завода.

Различные по физико-химическим свойствам продукты, как правило, имеют свою систему.

Запрещается объединять различные потоки (продукты), способные при смешивании образовывать или выделять токсичные и взрывчатые вещества или выпадающие в осадки.

9.7. Расчетное давление элементов дренажной системы (трубопроводов, арматуры) должно приниматься равным максимально возможному при дренировании из аппарата с наибольшим расчетным давлением.

9.8. Сбросы от аппаратов, в которых расчетное давление ниже, чем в общей дренажной системе, следует объединять в коллекторы в соответствии с расчетными давлениями аппаратов. Подсоединение такого коллектора к общему должно производиться через обратный клапан.

Аппараты, указанные в настоящем пункте, должны иметь предохранительный клапан.

9.9. Объем дренажного сборника для жидких углеводородов должен быть не менее объема жидкой фазы, содержащейся в большем из аппаратов данной системы.

9.10. Управление арматурой подземных дренажных емкостей должно быть вынесено на поверхность, в исключительных случаях - располагаться в помещениях. При глубине помещений 0,5 м и более необходимо предусматривать их вентиляцию.

9.11. Дренажные системы по сбору замерзающих жидкостей и жидкостей с высокой температурой застывания должны обогреваться и теплоизолироваться. Теплоизоляция подземных дренажных емкостей и трубопроводов должна иметь пароизоляционный слой.

9.12. Дренажные технологические и складские емкости, в которых находится не связанная с углеводородами вода, должны оборудоваться устройствами для отвода водных стоков в канализационные санитарно-технические сооружения.

9.13. Контроль за параметрами, определяющими взрывоопасность технологических объектов с блоками с общей массой горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака ( $m$ ) более 5 т, с относительным энергетическим потенциалом взрывоопасности  $Q_v$  больше 37, необходимо предусматривать не менее, чем от двух независимых датчиков с отдельными точками отбора.

9.14. Опасные отклонения значений параметров процессов, определяющих взрывоопасность процесса, должны сигнализироваться.

9.15. Емкостная аппаратура технологического назначения, складские емкости, колонны, рефлюксные емкости и т.д., в

которых обращаются сжиженные газы и ЛВЖ, должна быть оснащена не менее, чем тремя измерителями уровня. Сигнализация предельного верхнего уровня должна осуществляться от двух независимых измерителей.

9.16. Для измерения уровня и для поверки КИП уровня допускается установка замерных стекол на емкостях и аппаратах.

Замерные стекла должны быть защищены предохранительным щитком, а краны их должны быть самозапирающимися при поломке стекла.

На стекле должна быть нанесена красная черта предельного уровня в емкости.

Расчетное давление замерного стекла должно быть не ниже расчетного давления емкости или аппарата, на котором оно устанавливается.

9.17. Для насосов и компрессоров (группы насосов и компрессоров), перемещающих продукты, при выбросе которых в атмосферу возможно образование взрывоопасного парогазового облака в незамкнутом пространстве, должно предусматриваться их дистанционное отключение и установка на линиях всаса и нагнетания запорных или отсекающих устройств, как правило, с дистанционным управлением.

9.18. На дыхательных линиях аппаратов и резервуаров с ЛВЖ и ГЖ должны устанавливаться огнепреградители, обеспечивающие надежную локализацию пламени с учетом условий эксплуатации.

9.19. Для надежного отключения от коллектора аппаратов и оборудования, работающих при давлении взрывоопасных и токсичных сред 4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>) и выше, необходимо устанавливать два запорных органа, между которыми должно быть дренажное устройство с условным проходом не менее 25 мм, имеющее прямое соединение с атмосферой для взрывоопасных сред и дренажными системами - для токсичных сред.

Допускается вместо второго запорного органа и дренажного устройства предусматривать стационарную поворотную заглушку (обтюратор), рассчитанную на давление трубопровода.

9.20. На вводах на установку горючих и сжиженных газов, в том числе нестабильного конденсата, (вне здания на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания или ближайшего аппарата, стоящего на улице) следует устанавливать отключающую арматуру с дистанционным управлением, независимо от сечения трубопровода.

На вводах на установку трубопроводов с легко воспламеняющимися жидкостями (ЛВЖ) и горючими жидкостями (ГЖ) следует устанавливать отключающую арматуру:

а) для арматуры с условным диаметром до 200 мм - с ручным приводом для установок с технологическими блоками, имеющими относительный энергетический потенциал взрывоопасности  $Q < 10$ , для установок с технологическими блоками  $Q > 10$  - с электрическим, пневматическим или гидравлическим приводом;

б) для арматуры с условным диаметром 200 мм и более - с электрическим, пневматическим или гидравлическим приводом. Вид управления - дистанционное или/и местное.

9.21. На трубопроводах вывода с установки горючих и сжиженных газов, ЛВЖ следует устанавливать обратный клапан и отключающую арматуру:

а) для арматуры с условным диаметром до 200 мм - с ручным приводом для установок с технологическими блоками, имеющими относительный энергетический потенциал взрывоопасности  $Q < 10$ , для установок с технологическими блоками  $Q > 10$  - с электрическим, пневматическим или гидравлическим приводом;

б) для арматуры с условным диаметром 200 мм и более - с электрическим, пневматическим или гидравлическим приводом. Вид управления - дистанционное и/или местное.

9.22. Охлаждение технологических продуктов на технологических установках должно производиться, как правило, в аппаратах воздушного охлаждения. Доохлаждение продуктов производить в системах оборотного водоснабжения (закрытых, открытых) или холодильных установках.

Закрытые системы оборотного водоснабжения с применением аппаратов воздушного охлаждения и холодильные циклы решаются в технологической части проекта, открытые - в разделе водоснабжения.

9.23. Количество производственных сточных вод, сбрасываемых в канализацию, должно быть минимальным.

Производственные стоки, сбрасываемые с установок, не должны содержать загрязнений, препятствующих или усложняющих их очистку на очистных сооружениях.

Если производственные стоки, сбрасываемые с установок, загрязнены специфическими веществами, следует проектировать локальные очистные установки в соответствии с технологическим регламентом.

## 10. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ УСТАНОВКАМ

### 10.1. Сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей

10.1.1. Сепарацию газа от капельной жидкости и механических примесей необходимо предусматривать, как правило, в начале (по ходу газа) технологической схемы ГПЗ.

10.1.2. Сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей должна обеспечивать очистку газа от механических примесей, жидких углеводородов, свободной влаги, необходимую для нормальной работы последующего технологического оборудования установок (замерных пунктов сырого газа и компрессоров и др.) в заданном диапазоне изменения параметров сырого газа, в том числе по максимальной производительности по газу в условиях неэффективной работы промышленных установок подготовки газа к транспорту.

Кроме основного назначения отделение сепарации может выполнять такие дополнительные функции, как:

- смешение нескольких газовых потоков сырья;



- циркуляция газовых потоков и стабилизация давления газа на входе ГПЗ.

10.1.3. На газопроводе подачи нефтяного газа на ГПЗ непосредственно перед сепарацией газа необходимо устанавливать отделитель нефтяных, конденсатных и водоконденсатных пробок с утилизацией уловленных жидких углеводородов на ГПЗ или возвратом на промысловые сооружения.

10.1.4. На газопроводах нефтяного и природного газа, подводящих сырой газ к сепараторам ГПЗ, на расстоянии 500 - 700 м от границ предприятия должна устанавливаться быстродействующая запорная арматура, управляемая дистанционно из операторной и автоматически в аварийных ситуациях.

## 10.2. Установки очистки газа от кислых компонентов.

10.2.1. Требования настоящего раздела распространяются на проектирование технологической части установок очистки газа от сероводорода и углекислого газа водными растворами аминов (МЭА-моноэтаноламина, ДЭА-диэтаноламина, МДЭА-метилдиэтаноламина) и другими поглотителями, а также с помощью молекулярных сит.

10.2.2. При проектировании установок очистки газа от кислых компонентов следует учитывать:

- а) объем перерабатываемого кислого газа и потенциальное содержание кислых компонентов в газе;
- б) тип инертных и кислых компонентов (азот, кислород, сероводород, двуокись углерода, сероокись углерода, сероуглерод, меркаптаны), их молярные концентрации в сырьевом газе;
- в) парциальное давление кислых компонентов в поступающем на переработку газе, соотношение в нем  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ ;
- г) параметры (давление, температура) поступающего сырья;
- д) требования к качеству очищенного газа и других готовых продуктов, получаемых на ГПЗ;
- е) необходимость и способ извлечения сжиженных углеводородных газов (пропана, бутанов, их смесей), этановой, пентановой и др. фракций;
- ж) месторасположение ГПЗ (установки);
- з) требования к охране окружающей среды;
- и) требования по надежности и безопасности;
- к) высокую токсичность и агрессивность сероводорода.

Если в исходном сырье содержится значительное количество сероокиси углерода ( $\text{COS}$ ), сульфида углерода ( $\text{CS}_2$ ) и меркаптанов ( $\text{RSH}$ ), с которыми моноэтаноламин вступает в необратимые реакции, то в этом случае рекомендуется применять для очистки газа от сероводорода растворы диэтаноламина (ДЭА), которые стабильны для указанных выше соединений.

В тех случаях, когда в газе высокое соотношение  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  и нет необходимости очистки от  $\text{CO}_2$  очистку газа от сероводорода рекомендуется осуществлять с использованием раствора метилдиэтаноламина (МДЭА), обладающего высокой селективностью по отношению к сероводороду.

Как правило, установки очистки газа от кислых компонентов проектируются на основании и в соответствии с технологическим регламентом на проектирование.

10.2.3. Природный и нефтяной газы, подаваемые в качестве сырья на установку очистки газа от сероводорода и других кислых компонентов, должны пройти предварительную сепарацию от капельной жидкости и механических примесей.

10.2.4. Остаточное содержание сероводорода и других кислых соединений в очищенном газе должно соответствовать требованиям к товарному газу действующих государственных стандартов, заданиям на проектирование или условиям технологии последующей переработки газа.

10.2.5. Нормальная работа установки сероочистки должна обеспечиваться при колебаниях в подаче сырья (газа), указанных в задании на проектирование. В случае отсутствия в задании такого требования работоспособность установки должна обеспечиваться при колебаниях подачи газа от 50 % до 115 % от номинальной производительности установки.

10.2.6. Требования на проектирование технологической части установок очистки газа от сероводорода растворами аминов и других поглотителей.

10.2.6.1. При выборе реагента для очистки газа от сероводорода (МЭА, ДЭА и других поглотителей) должны учитываться следующие факторы:

- состав очищаемого газа (содержание  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{CS}_2$ ,  $\text{COS}$ , меркаптанов, тяжелых углеводородов);
- параметры газа ( $P$ ,  $t$ );
- требования к очищенному газу по остаточному содержанию удаляемых компонентов;
- стабильность реагента;
- селективность реагента;
- экономические показатели (капитальные вложения, энергозатраты, потери реагента и т.д.).

10.2.6.2. На установках с большими потоками циркулирующего раствора поглотителя предпочтение, как правило, отдается схемам с расщепленным (разделенным) потоком регенерированного раствора (тощего и полutoщего).

10.2.6.3. В составе установок должно предусматриваться оборудование (емкости) для оперативного хранения амина, рассчитанное на прием всего количества раствора, циркулирующего в системе. Эта емкость может использоваться в качестве буферной в системе циркуляции раствора.

10.2.6.4. Для слива амина из аппаратов и трубопроводов и последующего возврата его на вторичное использование необходимо предусматривать дренажную систему.

Объем сборников насыщенного и регенерированного растворов должен быть рассчитан на прием основного количества поглотительных растворов при остановках установки.

Для приема остаточного количества раствора в аппаратах и трубопроводах должна предусматриваться дренажная емкость соответствующих размеров.

Возврат раствора в систему циркуляции следует осуществлять через узел фильтрация амина.

10.2.6.5. В составе установки следует предусматривать оборудование для приготовления и подачи в систему циркулирующего амина антипеннителя и ингибитора коррозии (при необходимости).

10.2.6.6. Для поддержания заданной (расчетной) концентрации раствора амина схемой должна быть предусмотрена подпитка системы деминерализованной водой (паровой конденсат из котельной) и свежим амином со склада из бочки.

При подпитке системы амина только из бочки необходимо предусматривать устройство для разогрева бочки.

10.2.6.7. Для уменьшения потерь амина за счет окисления кислородом воздуха необходимо предусматривать создание "подушек" в емкостях хранения растворов амина путем подачи в них инертного газа вязкого давления (преимущественно азота) или очищенного углеводородного газа.

10.2.6.8. Для уменьшения потерь амина на выходящих потоках очищенного газа из абсорбера и кислых газов из десорбера необходимо предусматривать сепарацию газов с возвратом уловленной жидкости в систему регенерации амина.

10.2.6.9. Степень насыщения раствора кислыми газами, как правило, принимается не выше:

- 0,3 молей кислых газов на моль амина при очистке раствором МЭА;

- 0,4 молей кислых газов на моль амина при очистке раствором ДЭА, МДЭА.

Допускается увеличивать степень насыщения раствора кислыми компонентами при условии обеспечения эффективной защиты оборудования от коррозии (по данным технологического регламента на проектирование).

10.2.6.10. Температуру раствора амина, подаваемого на верх абсорбера, следует принимать на 2 - 6 °С выше температуры выходящего из абсорбера газа.

10.2.6.11. Температура насыщенного раствора амина на выходе из абсорбера не должна превышать расчетной (равновесной).

10.2.6.12. Не допускается попадания тяжелых углеводородов в раствор амина.

10.2.6.13. В случае подачи очищенного амином газа на последующую переработку с использованием процессов, на которые амин оказывает отрицательное влияние, например, осушка газа на цеолитах, рекомендуется применять водную промывку очищенного газа от амина.

10.2.6.14. Насыщенный раствор амина из абсорбера должен направляться в промежуточную емкость для выделения растворенных углеводородов при более низком давлении (как правило при давлении 0,6 МПа) с повторной абсорбцией газа разгазированием амином.

При очистке газа с давлением ниже 1,5 МПа установка промежуточной емкости не обязательна.

10.2.6.15. При выборе ребойлеров отпарной колонны амина (десорбера) рекомендуется предпочтение отдавать аппаратам горизонтального типа с паровым пространством и несколькими входами по жидкости и выходами по газу.

10.2.6.16. Проектом должен быть решен вопрос обезвреживания и утилизации твердых и жидких отходов.

10.2.6.17. Очистка и утилизация аминсодержащих стоков должна проектироваться в соответствии с технологическим регламентом.

10.2.7. Требования на проектирование технологической части установки очистки газа от сероводорода адсорбционным способом.

10.2.7.1. Очистка газа от сероводорода и других сернистых компонентов адсорбционным способом, как правило, применяется для газов с низким содержанием сероводорода (до 0,2 , 0,3 % об.).

10.2.7.2. Тип адсорбента и режим работы оборудования (циклы переключения адсорберов) следует принимать в соответствии с технологическим регламентом на проектирование.

В случае отсутствия технологического регламента конкретно для данной установки допускается использовать данные регламентов аналогичных установок с соответствующими коррективами (при необходимости) на состав и количество сырья и др.

10.2.7.3. При проектировании адсорбционной установки следует предусматривать защиту от коррозии в системе охлаждения газа регенерации.

10.2.7.4. Направление потоков в адсорберах, как правило, принимается: для очищаемого газа - сверху вниз, для газа регенерации и охлаждающего газа - снизу вверх.

10.2.7.5. Перепад давления на адсорберах (гидравлическое сопротивление слоя) следует принимать с коэффициентом не ниже 1,6 к расчетному значению.

10.2.7.6. В случае очистки неосушенного газа или совмещенной осушки и очистки газа от кислых компонентов применяемый адсорбент (синтетические цеолиты) следует защищать от контакта с капельной влагой слоя твердого осушителя, значительно более стойкого к действию жидкой воды (например, активированной окиси алюминия).

10.2.7.7. На выходящих из адсорберов потоках очищенного газа, газа охлаждения и регенерации следует устанавливать

фильтры (рабочий и резервный) для очистки газа от механических примесей.

10.2.7.8. При выборе схемы процесса очистки газа необходимо рассматривать целесообразность совмещения этого процесса с осушкой газа.

10.2.7.9. Количество адсорберов, циклы переключений на различные режимы работы (очистка, регенерация, охлаждение) должны выбираться с учетом обеспечения долговременной работы печи нагрева газа регенерации, срока службы адсорбента и т.д.

10.2.7.10. В проекте установки должны быть решены вопросы утилизации газа регенерации, содержащего кислые компоненты, а также обработка отработанного сорбента до кондиций, безопасных для окружающей среды.

### 10.3. Осушка газа.

10.3.1. Способ осушки газа следует выбирать в зависимости от температурного уровня принятого технологического процесса, а также требований, предъявляемых к газу (по точке росы по влаге) при его транспортировке.

Кроме того, при выборе способа осушки газа необходимо учитывать возможные примеси в газе: хлор-йоны, ПАВ, механические примеси, сернистые и азотистые соединения и др.

10.3.2. Расчетную точку росы газа по влаге следует принимать на 5 °С ниже требуемой по условиям процесса.

10.3.3. В зависимости от требуемой глубины осушки, как правило, принимается:

- адсорбционная осушка газа с доизвлечением влаги и испаренным метанолом для глубокой осушки газа до точки росы ниже минус 70 °С;

- адсорбционная осушка на синтетических молекулярных ситах до осушки до точки росы ниже минус 50 °С;

- адсорбционная осушка на природных цеолитах (клиноптилолите) для осушки газа до точки росы до минус 30 °С;

- комбинированная осушка и очистка (на гликоль-аминовых растворах);

- абсорбционная осушка газа гликолями при температуре контакта (абсорбции) 15 - 30 °С для обеспечения точки росы не ниже минус 20 °С.

Для обеспечения более низкой точки росы газа по влаге при температуре в процессе охлаждения газа не ниже минус 23 °С рекомендуется применять осушку методом впрыска этиленгликоля с последующей его регенерацией.

10.3.4. При осушке газа адсорбционным способом тип адсорбента и режим работы оборудования (циклы переключения адсорберов) следует принимать в соответствии с технологическим регламентом на проектирование. Технологический регламент на проектирование разрабатывается научно-исследовательской организацией.

В случае отсутствия технологического регламента на проектирование допускается использовать рекомендации, изложенные в технической литературе данных норм.

10.3.5. Направление потоков в адсорберах, как правило, принимается:

- для осушаемого газа - сверху вниз;

- для газа регенерации и охлаждающего газа - снизу вверх.

10.3.6. Перепад давления на адсорберах (гидравлическое сопротивление слоя) следует принимать с коэффициентом не ниже 1,6 к расчетному значению.

10.3.7. В адсорберах следует предусматривать защитный слой для адсорбента, предотвращающий разрушающее действие капельной влаги и других загрязнителей.

10.3.8. На выходящих из адсорберов потоках осушенного газа, газа охлаждения и регенерации следует устанавливать фильтры (рабочий и резервный) для очистки газа от механических примесей.

Степень очистки газа следует принимать в зависимости от требований для последующих процессов и оборудования.

10.3.9. В системе охлаждения газа регенерации холодильник газа регенерации следует предусматривать из нержавеющей стали.

10.3.10. Количество загружаемого адсорбента в систему должно обеспечивать осушку газа до требуемой точки росы с учетом возможных колебаний по производительности, по влагосодержанию осушаемого газа, а также с учетом механического уноса влаги газом из сепаратора.

10.3.11. Количество адсорберов, цикличность их работы следует принимать по расчету с учетом конструктивных особенностей применяемой печи для нагрева газа регенерации.

10.3.12. При осушке газа адсорбционным способом с доизвлечением влаги испаренным метанолом, как правило, предусматривать: осушку газа на твердых поглотителях до точки росы минус 30 °С, доосушку газа испаренным метанолом до точки росы на 5 °С ниже требуемой в технологическом процессе.

10.3.13. В проекте установок осушки газа должны быть решены вопросы утилизации газа регенерации, а также обработки отработанных адсорбентов до кондиций, безопасных для окружающей среды.

10.3.14. Узел получения (испарения) и подачи в поток газа испаренного метанола следует проектировать по данным технологического регламента на проектирование.

10.3.15. При абсорбционной осушке газа гликолями степень насыщения гликоля водой принимать при контактном способе осушки в адсорберах 1,5 - 2,5 %, при осушке - впрыском в охлаждаемый поток газа - 5 - 10 %.

10.3.16. Температуру гликоля на входе в контактор следует принимать на 5 - 8 °С выше температуры выходящего с осушки газа с целью исключения конденсации углеводородов, и, как следствие, вспенивания раствора.

10.3.17. При осушке газа впрыском этиленгликоля следует использовать водные растворы с концентрацией в пределах 85 - 90 %.

10.3.18. Рассчитанное количество (теоретически) регенерированного раствора этиленгликоля, подаваемого на впрыск в систему осушки, необходимо увеличивать не менее, чем на 30 %.

В случае, если газ охлаждается, проходя последовательно ряд теплообменников, раствор этиленгликоля необходимо впрыскивать на вход в каждый теплообменник пропорционально количеству конденсирующейся в нем влаги.

10.3.19. Форсунки для впрыска гликоля следует монтировать в камерах теплообменников на входе газа таким образом, чтобы факел распыла мелкораспыленного этиленгликоля охватывал всю трубную решетку и распределялся равномерно во все трубки теплообменника.

10.3.20. На линии подачи этиленгликоля перед форсункой необходимо устанавливать фильтры (рабочий + резервный).

10.3.21. Разделение газа, углеводородного конденсата и насыщенного раствора этиленгликоля после охлаждения в теплообменниках при осушке впрыском, как правило, должно производиться в фазном разделителе.

Диаметр разделителя следует принимать таким, чтобы при нормальном уровне жидкости в разделителе скорость газа над всей поверхностью не вызывала механического уноса жидкости, а время отстоя превышало не менее, чем на 5 % время разрушения эмульсий "гликоль в углеводородном конденсате", "углеводородный конденсат в гликоле".

10.3.22. В случае разделения смеси "газ-углеводородный конденсат" при низких температурах, необходимо в схеме предусматривать сепаратор для разделения жидкой фазы на гликоль и углеводородный конденсат.

10.3.23. Разделение смеси раствора этиленгликоля и жидких углеводородов следует производить в сепараторе-отстойнике. Время разделения следует принимать не менее 1 часа.

С целью интенсификации процесса разделения раствора этиленгликоля от углеводородов необходимо предусматривать подогрев смеси до температуры 15 , 20 °С в сепараторе-отстойнике в зависимости от типа гликоля и его концентрации.

Допускается совмещение фазного разделителя и сепаратора в одном аппарате.

10.3.24. На линии выхода насыщенного раствора гликоля из абсорберов или фазных сепараторов-разделителей необходимо предусматривать дополнительный нагрев раствора гликоля до температуры 60 - 70 °С и вентиль, где происходит отделение из раствора насыщенного гликоля растворенных в нем углеводородов.

#### **10.4. Переработка газа.**

10.4.1. Выбор схемы переработки нефтяного газа должно определяться в каждом конкретном случае в зависимости от содержания углеводородов  $C_{3+в}$  в сыром газе, от номенклатуры выпускаемой продукции и требуемой степени извлечения этана и пропана.

Как правило, технологическая схема переработки газа определяется технологическим регламентом на проектирование.

10.4.2. При проектировании ГПЗ предпочтение следует отдавать схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с турбодетандером, как наиболее перспективной и прогрессивной на данном этапе развития технологии и техники переработки нефтяного газа.

10.4.3. При проектировании низкотемпературных процессов переработки нефтяного газа, содержащего двуокись углерода, следует рассматривать необходимость очистки сырого газа от двуокиси углерода во избежание образования "сухого льда" в системе.

10.4.4. В схемах НТК с турбодетандером должна быть предусмотрена подача метанола в точки наиболее возможного образования гидратов.

10.4.5. Перед поступлением газа на турбодетандер необходимо устанавливать сепаратор для отделения жидкости и предусматривать блокировку (остановку) турбодетандера по высокому уровню жидкости в сепараторе.

10.4.6. Схема НТК с турбодетандером должна обеспечить возможность работы установки с выключенным турбодетандером, с обеспечением требуемого качества товарной продукции.

10.4.7. При переработке нефтяного газа, содержащего сероводород, товарная продукция ГПЗ подлежит очистке от серосодержащих соединений в случае ее несоответствия техническим условиям.

При наличии в перерабатываемом газе сероокиси углерода (COS) вырабатываемую на установке широкую фракцию легких углеводородов следует очищать от COS во избежание образования сероводорода при длительном хранении и транспорте жидкой продукции.

10.4.8. Для возможной утилизации холода окружающего воздуха следует предусматривать аппараты воздушного охлаждения для охлаждения сырьевого потока.

10.4.9. Освобождение технологических аппаратов от жидких продуктов при нормальной остановке должно выполняться по схеме с максимальной откачкой в товарный парк.

Опорожнение оборудования и трубопроводов от остатков жидких продуктов должно производиться в дренажные емкости.

#### **10.5. Переработка углеводородного конденсата**

10.5.1. Требования настоящей главы распространяются на проектирование установок переработки углеводородного конденсата в составе ГПЗ, перерабатывающего нефтяной и природный газы.

10.5.2. Сырьем для установки переработки углеводородного конденсата могут быть:

углеводородный конденсат, отделяемый в сепараторах из природного и нефтяного газов, поступающих на ГПЗ;

компрессат, выпадающий на промежуточных и конечной ступенях компримирования природного и нефтяного газов;

стабильный газовый конденсат;

нестабильный углеводородный конденсат с установок промышленной обработки газа, первичной подготовки газа.

10.5.3. В процессе переработки конденсата могут быть получены следующие продукты:

- стабильный конденсат (фракция C<sub>5+</sub>);
- метан-этановая фракция (газ стабилизации);
- фракции сжиженных газов (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>) или их смеси;
- бензиновая фракция;
- фракция дизельного топлива;
- тяжелый остаток (мазут).

10.5.4. Номенклатура вырабатываемой продукции определяется заданием на проектирование и должна быть основана на анализе состава исходного сырья, требований к качеству товарной продукции и анализе схемы ГПЗ.

10.5.5. Схема переработки углеводородного конденсата может включать:

обезвоживание и обессоливание поступающего на переработку конденсата;

стабилизацию конденсата;

очистку от сероводорода;

разделение на углеводородные фракции;

очистку продуктов переработки конденсата от различных примесей в соответствии с требованиями к их качеству.

10.5.6. Схема переработки углеводородного конденсата должна быть взаимосвязана со схемой переработки нефтяного газа.

10.5.7. Системы регенерации и циркуляции химвеществ, утилизации кислых газов, циркуляции хладагентов, дренажные и факельные и т.п. как правило, должны объединяться с аналогичными системами завода.

10.5.8. Газ стабилизации, вырабатываемый на установке переработки углеводородного конденсата, как правило, используется в качестве топливного газа на ГПЗ и/или на собственные нужды установки.

## 10.6. Производство серы.

10.6.1. Требования настоящего раздела распространяются на проектирование технологической части установок для производства газовой серы по методу Клауса из кислых газов, извлекаемых в процессе очистки газа и конденсата от кислых компонентов (сероводорода) растворами аминов.

При проектировании установок производства серы следует также руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" [4].

10.6.2. При выборе схемы установок производства серы по способу Клауса должны быть рассмотрены следующие наиболее важные критерии и переменные (величины):

- а) состав (соотношение H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>) и количество кислого газа (сырья для Клауса);
- б) схема подачи сырьевого газа в процесс (с "прямым" или "разделенным" потоком), необходимость и способ подогрева кислого газа и воздуха;
- в) режим сгорания кислого газа в печи;
- г) способ подогрева газов перед входом их в каталитические конвертеры;
- д) выбор катализаторов по ступеням, объемная скорость сырья в каталитических конвертерах, оптимальный температурный режим по ступеням;
- е) температура конденсации серы в конденсаторах;
- ж) коагуляция и отделение частиц увлеченной жидкой серы отходящих газов в конденсаторах;
- з) устойчивая работа установки в условиях изменения загрузки сырья.

10.6.3. Количество ступеней каталитической конверсии, как правило, должно быть не менее двух.

Целесообразность дополнительных ступеней конверсии необходимо решать технико-экономическим обоснованием, с учетом принятой схемы установки доочистки отходящих газов и требований к защите окружающей среды.

10.6.4. На входе на установку производства серы кислых газов топливного газа должны быть установлены сепараторы.

"Кислую" воду из сепаратора кислых газов необходимо возвращать на установку сероочистки.

10.6.5. Контроль и автоматизацию технологического процесса рекомендуется предусматривать в объеме, обеспечивающем:

- регулирование соотношения H<sub>2</sub>S/SO<sub>2</sub> на оптимальном уровне 2:1 в газах на выходе из последнего реактора (конвертора);
- регулирование температуры газа на входе в каталитические конвертеры;
- регулирование температуры на выходе из конденсатора серы;
- удаление жидкости и других примесей из сырьевого потока на входе на установку;

- безопасную работу печи Клауса;
- сигнализацию о прекращении поступления топлива и воздуха при их принудительной подаче в топочное пространство;
- блокировки, прекращение поступления газообразного топлива и воздуха при снижении их давления ниже установленных параметров, а также при прекращении электро (пневмо) - питания приборов КиП и А и другие системы контроля и ПАЗ;
- безопасную работу котлов-утилизаторов;
- устойчивую работу приборов в "жестких" условиях (при отклонениях параметров технологического режима, пуске и остановке установки).

10.6.6. На нагнетательном коллекторе воздухоудовок перед входом в печь Клауса следует устанавливать обратный клапан, предотвращающий попадание кислых газов (сероводорода) в помещение воздухоудовок. В этом случае помещение воздухоудовок следует относить к невзрывоопасным.

10.6.7. Жидкая сера из конденсаторов, сепараторов и т.д. должна направляться в резервуар серы по серопроводу с паровой рубашкой через гидрозатворы.

Серопровод не должен иметь "пониженных" точек и должен проектироваться с постоянным уклоном в сторону резервуара (емкости).

10.6.8. К печи Клауса необходимо предусматривать подвода азота (инертного газа) и/или пара для подачи их при остановке печи в аварийных ситуациях.

10.6.9. Технологическая схема процесса Клауса должна обеспечить максимальную степень утилизации тепла собственной выработки с минимальным потреблением тепла внешней выработки.

10.6.10. Подвод пара внешней выработки (от котельной ГПЗ) к установке Клауса следует предусматривать даже в случае полного покрытия потребности установки теплом собственной выработки (для использования при пуске, при аварийных остановках Клауса и др.).

10.6.11. Конструкция печи Клауса должна предусматривать защиту печи от взрыва (путем установки взрывных клапанов или расчетом печи на силу взрыва).

10.6.12. При количестве установок Клауса две и более необходимо предусматривать коллекторную обвязку установок по сырью (кислые газы) для обеспечения взаимозаменяемости.

10.6.13. Допускается в отдельных случаях предусматривать в составе ГПЗ резервную цепочку по производству серы с целью сохранения производительности промысла по добыче сероводорода содержащей нефти или газа и выполнения всех норм и требований по охране воздушного бассейна в случае остановки на ремонт одной из технологических цепочек производства серы. Принятие такого решения должно быть обосновано технико-экономическим расчетом или определено заданием на проектирование ГПЗ.

10.6.14. В составе установки производства серы должна быть печь дожига (инсинератор) для сжигания отходящего технологического потока.

10.6.15. Печь дожига должна обеспечивать полное сжигание всех примесей отходящих газов до воды, двуокиси углерода и двуокиси серы во всех возможных режимах работы установки, в том числе при байпасировании оборудования установки доочистки отходящих газов.

Температура в печи дожига должна поддерживаться не ниже 800°С при термическом сжигании и на уровне, оговоренном паспортом аппарата, если горение каталитическое.

10.6.16. Высота дымовой трубы должна определяться расчетом из условия поддержания содержания вредных веществ в приземном слое воздуха на уровне, не превышающем предельно-допустимой концентрации этих веществ (с учетом суммации действия) при рассеивании выхлопных газов установки доочистки в атмосферу с учетом существующих фоновых загрязнений от других источников.

10.6.17. Температура выхлопных газов в дымовой трубе должна быть выше температуры сернистой точки росы.

10.6.18. На установке необходимо предусматривать стационарные автоматические газоанализаторы для контроля за содержанием примесей в выхлопных газах, подаваемых в дымовую трубу (кислород, сероводород, сернистый газ), а также лабораторный анализ проб выхлопных газов для периодического контроля за содержанием вредных примесей (сероводород, сернистый газ, серный газ, сероокись углерода и др.).

10.6.19. При низком содержании сероводорода в кислом газе (ниже 20 % об.) рекомендуется применение одностадийного процесса каталитического окисления сероводорода "Прокс" по технологическому регламенту института "НИПИгазпереработка".

## **10.7. Доочистка отходящих газов производства серы.**

10.7.1. Установка доочистки отходящих газов производства серы должна обеспечивать улавливание и максимальное извлечение вредных и неприятно пахнущих веществ, исключаящее повышение концентраций этих веществ при рассеивании газовых выбросов предприятия в атмосферу воздуха выше предельно-допустимых.

10.7.2. Для выполнения технологических функций, указанных в п. 10.7.1. настоящих норм, на установке доочистки отходящих газов, как правило, осуществляются следующие процессы:

- завершение реакции Клауса;
- деструкция сероорганических соединений до сероводорода;
- окисление избыточного сероводорода до серы;
- сжигание вредных примесей до образования SO<sub>2</sub> и т.д.

Вне зависимости от выбранной схемы установки доочистки газов сжигание вредных примесей в печи дожига установки производства серы обязательно.

10.7.3. Выбор схемы доочистки отходящих газов осуществляется в комплексе со схемой установки Клауса.

При этом учитываются следующие факторы:

а) допустимый уровень выброса вредных веществ в атмосферу и, как следствие, общая (для установок Клауса и доочистки) степень конверсии сероводорода в серу или другие продукты;

б) наличие и доступность химических реагентов и катализаторов;

в) использование нетоксичных реагентов;

г) гибкость в эксплуатации;

д) наилучшая способность эффективного разделения смеси газов  $H_2S$  и  $CO_2$ ;

е) возможность получения элементарной серы высокой чистоты.

10.7.4. Производительность оборудования установок доочистки, как правило, обеспечивает переработку всего количества отходящих газов установок производства серы с учетом возможного снижения степени конверсии сероводорода на установке Клауса.

10.7.5. Параллельно установке доочистки отходящих газов должен предусматриваться газопровод (с запорной арматурой), байпасирующий все оборудование до печи дожига отходящих газов.

10.7.5. Серу, полученную на установке доочистки отходящих газов, необходимо передавать на установку дегазации, хранения и отгрузки товарной серы в жидком виде через гидрозатвор.

10.7.7. Водяной пар, применяемый для обогрева серного гидрозатвора и серопровода, должен иметь давление не ниже 0,3 - 0,4 МПа.

10.7.8. В случае, если для доочистки отходящих газов Клауса применяется процесс "Скот", на проектирование этой установки распространяются требования, изложенные в п. 10.2.6.2 - 10.2.6.8, 10.2.6.10, 10.2.6.11 настоящих норм.

## **10.8. Дегазация, хранение и отгрузка товарной серы.**

10.8.1. Установки дегазации, хранения и отгрузки товарной серы предназначены для подготовки серы к железнодорожному и автотранспорту, для создания необходимого запаса товарного продукта.

10.8.2. Жидкая сера перед подачей в резервуары (емкости) хранения, на эстакады налива, на склад комовой серы, на установки производства гранулированной, чешуированной и т.д. серы должна пройти дегазацию от сероводорода до остаточного содержания последнего не выше 10 мг/кг серы (10 ppm).

10.8.3. Дегазацию серы возможно обеспечить следующими способами:

- воздушная дегазация (отдувка воздухом);

- разгазирование с подачей аммиака;

- многократная циркуляция насосом всего объема жидкой серы, находящегося в емкости (не менее 4-х кратной циркуляции). Необходима установка резервного насоса.

10.8.4. Для улучшения процесса дегазации многократной циркуляции возможна подача аммиака на всас насосов в количестве не менее 40 г на тонну перекачиваемой серы, если в задании на проектирование отсутствует запрет на применение аммиака.

10.8.5. Отвод газов дегазации должен осуществляться в печь дожига отходящих газов.

10.8.6. Кратность воздухообмена над уровнем жидкой серы в емкостях дегазации должна определяться исходя из того, чтобы содержание сероводорода в газовой фазе поддерживать ниже 0,3 нижнего концентрационного предела взрываемости.

10.8.7. Расчет и выбор оборудования дегазации серы следует производить исходя из суточного пребывания продукта на разгазировании.

10.8.8. Размещение оборудования дегазации серы предпочтительно предусматривать на площадках установок производства серы и доочистки отходящих газов.

10.8.9. Объем емкостей для хранения дегазированной жидкой товарной серы должен соответствовать 5-ти суточному производству серы при максимальной производительности установок (завода) или определяться заданием на проектирование.

10.8.10. Емкости для хранения жидкой серы могут быть наземными (металлическими) и подземными (железобетонными).

Емкости должны быть оборудованы паровыми подогревателями внутреннего монтажа, вентиляционными стояками и патрубками. Крыша емкости должна быть обогреваема.

10.8.11. Насосы для откачки жидкой серы из емкостей должны быть рассчитаны на откачку на наливную эстакаду с учетом возможного возврата (рециркуляции), на установки грануляции (затвердения), на склад комовой серы.

Насосы должны иметь 100 % резерв.

10.8.12. Количество серы, получаемой в жидком и твердом виде, вид твердой серы (чешуйки, пластины, гранулы и т.д.) определяются заданием на проектирование.

10.8.13. Склад комовой серы, как правило, должен выполнять функцию аварийного. Заполнение его производится только при неисправности установок завода, либо перебоях в железнодорожном транспорте для отгрузки в жидком виде.

Заполнение склада производится через сливные стояки спаровой рубашкой.

Метод розлива должен обеспечивать по возможности равномерно распределение серы по площадке склада.

10.8.14. Расчет емкости склада твердой серы с учетом розлива и застывания жидкой серы следует производить из следующих условий:

толщина слоя серы, образующегося в результате одной заливки, должна быть не более 0,1 м;

продолжительность затвердевания слоя серы однократной заливки - не менее суток;

продолжительность охлаждения серного блока - не менее 7 суток.

При розливе жидкой серы в блоки необходимо предусматривать специальные, предварительно устанавливаемые формы. Формы должны иметь конструкцию, позволяющую двум рабочим осуществлять сборку или наладку высоты форм без применения передвижного или стандартного подъемного оборудования.

10.8.15. На складе твердой серы необходимо предусматривать подвод воды на пожаротушение.

10.8.16. Для сокращения потерь твердой серы при транспортировке в открытых вагонах и на платформах рекомендуется предусматривать установку для нанесения в загруженных вагонах тонкой пленки жидкой серы, образующей после застывания сплошную корку.

10.8.17. При загрузке в вагоны твердой серы необходимо предусмотреть увлажнение ее для снижения запыленности атмосферы.

10.8.18. Для отгрузки жидкой серы следует предусматривать установки автоматического налива в железнодорожные цистерны.

Количество погрузочных рукавов определяется из условия отгрузки суточной производительности завода за 8 часов.

10.8.19. Каждый погрузочный рукав должен быть оборудован сигнализатором уровня жидкости в наконечнике рукава и автоматическим отключением потока, когда цистерна заполнена.

Установки автоматического налива жидкой серы должны иметь не менее 6 стояков для ручного налива серы в случае неполадок в работе автоматического стояка.

10.8.20. Погрузка твердой серы должна быть максимально механизирована.

10.8.21. Должны быть предусмотрены устройства автоматизированной погрузки твердой (гранулированной, чешуированной и т.д.) серы в железнодорожные вагоны через бункерную галерею.

Емкость бункеров должна соответствовать не менее 5-ти суточной производительности установок грануляции серы.

## 10.9. Холодильные установки.

10.9.1. Требования настоящей главы распространяются на проектирование технологической части холодильных установок, работающих на базетурбокомпрессорных машин.

10.9.2. Холодопроизводительность холодильной установки должна определяться расчетом, исходя из потребности в холоде каждого потребителя и с учетом холодопотери.

Холодопотери следует принимать по данным, приведенным в таблице 4:

Таблица 4

Наименование	Параметры холода				
	от +2 °С до минус 5 °С	от минус 6 °С до минус 15 °С	от минус 16 °С до минус 30 °С	от минус 31 °С до минус 60 °С	от минус 61 °С и ниже
Максимально-допустимые потери (в летнее время), % масс.	8	12	15	20	25

10.9.3. В качестве хладагента для ГПЗ рекомендуется принимать продукты, вырабатываемые на заводе или которые возможно получить из вырабатываемой на заводе продукции.

10.9.4. Поверхность конденсаторов пропана должна рассчитываться на полную холодопроизводительность всех рабочих машин.

Для обеспечения чистки трубок конденсаторов необходимо предусматривать на группу рабочих конденсаторов один резервный аппарат.

10.9.5. Каждый турбокомпрессор должен отключаться от коллекторов при помощи запорной арматуры. Запорная арматура должна управляться дистанционно, с обязательным дублированием ручным управлением, непосредственно располагаемым у арматуры.

10.9.6. Все отключаемые аппараты холодильной установки, а также отключаемые участки системы должны быть оснащены приспособлениями для продувки инертным газом. Подсоединение инертного газа к коллекторам должно быть стационарным.

10.9.7. Оборудование установки должно максимально размещаться на открытом воздухе на постаменты, фундаментах и этажерках.

Исключение составляют турбокомпрессорные агрегаты и вспомогательный компрессор, которые должны располагаться в машзале температурой воздуха не ниже 10 °С и не выше 40 °С.

10.9.8. Конденсация хладагента должна производиться, как правило, в аппаратах воздушного охлаждения.



10.9.9. Холодильную установку рекомендуется оборудовать вспомогательным компрессорно-конденсационным агрегатом для откачки хладагента из аппаратов и коммуникаций перед ремонтными работами в случае экономической целесообразности.

10.9.10. При проектировании холодильной установки должны быть предусмотрены технические решения по выводу из холодильного агента низкокипящих и высококипящих примесей.

10.9.11. Аппараты и сосуды должны быть рассчитаны на давление согласно "Нормативам техники безопасности и промышленной санитарии на холодильное оборудование для химических и нефтехимических производств" [5].

10.9.12. Емкость линейных ресиверов должна приниматься из расчета 5 - 10 минутного количества циркулирующего хладагента в системе.

Максимальная емкость одного ресивера не должна превышать  $50\text{ м}^3$ .

Вместимость линейных и дренажных ресиверов должна обеспечить прием всего количества жидкого холодильного агента системы, включая испарители. Коэффициент заполнения ресиверов при этом же не должен превышать 0,7.

10.9.13. Холодильная установка должна быть оборудована необходимой предохранительной арматурой. Предохранительные клапаны должны устанавливаться с резервом и переключающими устройствами, позволяющими производить их смену во время работы установки.

10.9.14. Холодильная установка должна работать в автоматическом режиме. Объем контроля автоматического регулирования должен обеспечивать нормальную работу холодильной установки без постоянного присутствия дежурного персонала в машзале и у наружного оборудования при регламентном состоянии процесса, кроме этапов нормального пуска.

10.9.15. Контроль параметров и сигнализация о нарушении работы агрегатов и наружного оборудования должны быть предусмотрены на щитах МПУ и ЦПУ. Аварийное состояние агрегатов и наружного оборудования должно дублироваться звуковым и световым сигналами.

10.9.16. Все трубопроводы и аппараты, в которых циркулирует холодильный агент с температурой ниже, чем температура окружающего воздуха, а также всасывающие трубопроводы необходимо изолировать.

Тип и толщина изоляции должны определяться расчетом и проверяться на отсутствие конденсации влаги, находящейся в воздухе, на поверхности. Изоляция всасывающих трубопроводов должна также проверяться на отсутствие конденсации паров хладагента при минимальной температуре наружного воздуха.

10.9.17. Трубопроводы на нагнетании компрессоров изоляции не подлежат. Во избежание ожогов их следует прокладывать в местах, безопасных для обслуживающего персонала, а отдельные участки ограждать или изолировать.

10.9.18. Холодильный агент должен храниться в жидком виде на общезаводских складах вместе с другими сжиженными газами, а в отдельных случаях на специальных пунктах приема хладагента.

Объем емкостей для хранения холодильного агента должен быть рассчитан на хранение запаса, необходимого для пополнения системы холодильной установки и определяемого согласно п. 8.2 настоящих норм, а также на прием всего количества хладагента одной наибольшей по объему холодильной установки завода.

10.9.19. Холодильный агент должен поступать со склада на холодильную установку и возвращаться на склад по трубопроводу в жидком виде.

Между линейными и дренажными ресиверами холодильной установки и емкостями склада хранения хладагента должна быть предусмотрена уравнивательная линия.

Диаметр трубопровода для откачки жидкого хладагента на склад необходимо принимать из расчета опорожнения системы в пределах одного часа при средней скорости откачки 1,5 - 2,4 м/с.

10.9.20. Освобождение отдельных технологических аппаратов холодильной установки, а также установок потребителей от жидкого хладагента следует производить в дренажный ресивер, установленный на холодильной установке.

10.9.21. При полной остановке установки-потребителя освобождение от жидкого хладагента следует производить через холодильную установку на склад.

Кроме того, должна быть предусмотрена возможность перекачивания жидкого хладагента из дренажного ресивера в линейные ресиверы/или на склад.

10.9.22. При полной остановке холодильной установки освобождение системы аппаратов и трубопроводов от жидкого хладагента следует производить на склад или в линейные ресиверы.

10.9.23. Объем дренажных ресиверов для жидкого хладагента принимается из расчета полного освобождения аппаратов наибольшей по объему установки - потребителя.

## **10.10. Пункт коммерческого и оперативного учета сырья готовой продукции.**

10.10.1. Пункты коммерческого учета сырья и товарной продукции служат для ведения финансовых расчетов с продавцом и покупателем. Пункты, узлы оперативного учета сырья, товарной продукции, топливного газа, реагентов, теплоносителей, энергоносителей служат для ведения учетных операций материального баланса внутри предприятия (установки).

10.10.2. Пункты коммерческого учета могут выделяться в отдельный объект или входить в состав технологической установки.

10.10.3. Пункты коммерческого учета сырья должны располагаться, как правило, после узла сепарации газа от капельной жидкости и механических примесей.

10.10.4. Для каждого обособленного источника или потребителя готовой продукции, требующего индивидуального измерения, должен предусматриваться отдельный коллектор.

## **10.11. Производство моторных топлив.**

10.11.1. Настоящие требования распространяются на проектирование технологической части установок производства

моторных топлив в составе ГПЗ.

10.11.2. В качестве сырья для производства моторных топлив могут быть использованы:

- углеводородный конденсат, выделяющийся из природного и нефтяного газов;
- стабильный газовый конденсат;
- нестабильный углеводородный конденсат с установок промышленной обработки газа, первичной подготовки газа;
- обезвоженная и обессоленная нефть;
- широкая фракция легких углеводородов.

10.11.3. В качестве товарной продукции производства (установки получения) моторных топлив могут быть следующие продукты:

- автобензины;
- авиакеросин;
- дизельное топливо;
- мазут;
- битумы.

Номенклатура и качество товарной продукции должны определяться заданием на проектирование и основаны на составе исходного сырья, возможностях процессов реформирования прямогонных фракций, обеспечения кондиционности товарной продукции и т.п.

10.11.4. Состав и количество компонентов или добавок для повышения октанового числа или технологическая схема производства моторных топлив с использованием процессов облагораживания прямогонных бензиновых фракций для получения автобензина определенной марки, как правило, определяется технологическим регламентом на проектирование.

10.11.5. Вспомогательные системы производства моторных топлив, как правило, должны объединяться с аналогичными системами завода.

10.11.6. Некондиционные продукты, получаемые на установке, должны направляться на склад некондиционных продуктов с последующим возвратом на переработку.

10.11.7. Для слива продуктов из аппаратов, трубопроводов и насосов следует предусматривать на установке закрытую дренажную систему, обеспечивающую прием, разгазирование и возврат углеводородов на повторную переработку или на склад некондиционных продуктов.

10.11.8. В случае присутствия в сырье окрашивающих компонентов в схеме следует предусматривать специальную колонну для удаления их из товарных бензинов.

## **10.12. Газофракционирующие установки (ГФУ).**

10.12.1. Требования настоящего раздела распространяются на проектирование ГФУ, входящих в состав ГПЗ.

10.12.2. Сырьем для ГФУ может быть ШФЛУ, вырабатываемая на ГПЗ, и/или ШФЛУ, поступающая с других предприятий, рефлюкс нефтегазопереработки, стабильный газовый бензин.

10.12.3. В качестве товарной продукции на ГФУ могут вырабатываться фракции:

- этановая;
- пропановая;
- изобутановая;
- норм. бутана;
- изопентановая;
- норм. пентана;
- стабильного бензина,
- а также смеси этих фракций.

10.12.4. Номенклатура товарной продукции определяется заданием на проектирование.

10.12.5. Технологическая схема процесса ГФУ должна выбираться на основании технико-экономической оценки, учитывающей состав сырья, заданную номенклатуру и качество товарных продуктов, рациональное использование материальных и энергетических ресурсов (электроэнергия, тепло, холод и т.д.).

10.12.6. Технологическая схема ГФУ должна быть взаимосвязана со схемой ГПЗ.

10.12.7. Факельная и дренажная системы, системы теплоснабжения и т.д. должны быть, как правило, общими с другими установками ГПЗ.

10.12.8. Схемой ГФУ должна быть предусмотрена возможность приема некондиционных продуктов со склада на повторную переработку.

10.12.9. Оборудование ГФУ должно быть спроектировано с учетом возможных колебаний в количестве и составе сырья, определенных заданием на проектирование.

10.12.10. Для газоперерабатывающего завода, состоящего из одной технологической линии (КТЛ) следует предусматривать одну ГФУ.

Для ГПЗ, состоящего из двух и более технологических линий, должно быть предусмотрено не менее двух ГФУ. Мощность каждой ГФУ должна быть рассчитана таким образом, чтобы при остановке одной ГФУ и одной КТЛ обеспечивалась переработка вырабатываемой ШФЛУ номинальной производительности КТЛ.

10.12.11. Система противоаварийной защиты (ПАЗ) ГФУ должна предусматривать блокировку подачи теплоносителя в ректификационные колонны при повышении давления в колоннах.

10.12.12. Система контроля и автоматического регулирования процесса ГФУ должна предусматривать автоматическое регулирование температуры в колоннах на "характерной" тарелке (т.е. в зоне наибольших колебаний температуры).

10.12.13. Сброс газовой фазы из рефлюксных емкостей ГФУ следует направлять на утилизацию в систему ГПЗ или в топливную сеть ГПЗ.

10.12.14. При необходимости в составе ГФУ следует предусматривать очистку товарных продуктов от сернистых соединений и других нежелательных примесей до требований, оговоренных техническими условиями на товарную продукцию.

10.12.15. Контроль за качеством товарной продукции, как правило, следует выполнять непрерывно поточными анализаторами.

10.12.16. При использовании аппаратов воздушного охлаждения для конденсации паров верхних потоков колонн следует предусматривать перепуск части газового потока в рефлюксную емкость для поддержания в ней постоянного давления.

10.12.17. При выборе АВО в качестве конденсаторов предпочтительно использовать аппараты с несколькими электродвигателями и регулируемым числом оборотов двигателя, что дает возможность обеспечить более четкое регулирование температуры орошения и предотвратить переохлаждение продукта в зимнее время.

10.12.18. Технологическая схема ГФУ должна обеспечивать пуск, остановку установки, а также освобождение оборудования (блоков) в аварийных ситуациях.

10.12.19. В составе ГФУ должна предусматриваться дренажная емкость.

### **10.13. Очистка СУГ от меркаптанов.**

10.13.1. Очистка СУГ от меркаптанов должна предусматриваться предпочтительно с помощью регенерируемых реагентов.

10.13.2. Степень очистки СУГ определяется требованиями технических условий на товарный продукт или заданием на проектирование.

10.13.3. Технологическая схема очистки СУГ от меркаптанов, как правило, определяется технологическим регламентом на проектирование.

10.13.4. При очистке от меркаптанов СУГ, содержащих сероводород, с использованием щелочного раствора следует предусматривать предварительную ступень очистки СУГ от сероводорода с последующей очисткой от меркаптанов.

10.13.5. В схемах очистки СУГ щелочными растворами следует предусматривать песчаный фильтр на выходе СУГ с установки очистки для улавливания щелочи.

10.13.6. Приготовление щелочного раствора, как правило, следует предусматривать на установке.

10.13.7. Сернисто-щелочные стоки и отработанную щелочь следует направлять на специальную установку обработки или на сжигание.

10.13.8. Трубопроводы щелочной очистки СУГ, по которым транспортируется щелочной раствор, должны обогреваться и теплоизолироваться.

10.13.9. Отработанный воздух щелочной очистки СУГ перед сбросом в атмосферу на свечу рассеивания следует отсепарировать от щелочного раствора.

10.13.10. Объем буферной емкости циркулирующего раствора щелочи должен быть рассчитан на полное опорожнение всех аппаратов, т.е. на объем раствора, находящегося в системе.

### **10.14. Очистка газа от меркаптанов**

10.14.1. Степень очистки газа от меркаптанов должна обеспечить качество товарных продуктов, производимых из газа, по остаточному содержанию меркаптанов.

10.14.2. Способ очистки газа от меркаптанов определяется, как правило, в зависимости от состава исходного сырья, от требований, предъявляемых к очищенному газу, а также от общей структуры технологической схемы переработки газа.

10.14.3. Очистку газа от меркаптанов возможно обеспечить следующими способами:

- щелочной промывкой газа;

- на твердых поглотителях с последующим каталитическим гидрированием меркаптанов в газе регенерации в сероводород и очисткой газа регенерации от сероводорода и другими, согласно технологическому регламенту на проектирование.

10.14.4. В случае применения щелочной промывки для очистки от меркаптанов перед последующей осушкой газа на цеолитах, как правило, предусматривается водная промывка газа от щелочи.

10.14.5. Приготовление щелочного раствора, как правило, предусматривается на установке.

10.14.6. Сернисто-щелочные стоки и отработанную щелочь следует направлять на специальную установку обработки стоков или на сжигание.

10.14.7. Трубопроводы щелочной очистки газа, по которым транспортируется щелочной раствор, должны иметь обогрев и теплоизоляцию.

10.14.8. Объем буферной емкости циркулирующего раствора щелочи должен быть рассчитан на полное опорожнение всех аппаратов, т.е. на объем раствора, находящегося в системе.

10.14.9. Для установки адсорбционной очистки газа от меркаптанов руководствоваться пунктами 10.3.4 - 10.3.11.

## 11. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗМЕЩЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ

### 11.1. Требования к компоновке оборудования наружных установок.

11.1.1. Размещение технологического оборудования и средств взрывозащиты на открытых площадках должно обеспечивать удобство и безопасность их эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций или локализации аварии и пожара.

11.1.2. Оборудование взрывоопасных технологических объектов преимущественно должно располагаться на открытых площадках (наружных установках); допускается располагать в зданиях оборудование технологических объектов при соответствующем техническом обосновании.

Примечание:

Под наружной установкой (площадкой) понимается комплекс аппаратов, расположенных вне зданий, с несущими и обслуживаемыми конструкциями, который, как правило, является частью технологической установки.

11.1.3. В случае технологической необходимости, допускается установка на приеме в установку и на выходе с установки по одной емкости на каждый продукт.

Объем каждой емкости не должен превышать  $50 \text{ м}^3$ . Указанные емкости должны размещаться по периметру установки на расстоянии одна от другой не менее диаметра наибольшей соседней емкости. Расстояний от других объектов (аппаратов) установки принимаются, как для технологического оборудования.

11.1.4. Запрещается размещать технологическое оборудование взрывопожароопасных производств:

над и под вспомогательными помещениями;

под межплощадочными эстакадами технологических трубопроводов горючими, едкими и взрывоопасными продуктами;

над площадками открытых насосных и компрессорных установок, кроме случаев применения герметичных бессальниковых насосов или при осуществлении специальных мер безопасности, исключающих попадание взрывоопасных веществ на нижеустановленное оборудование.

11.1.5. Сборники и отстойники с объемом СУГ и ЛВЖ объемом более  $50 \text{ м}^3$  должны располагаться вне габаритов этажерки.

11.1.6. Наружные этажерки, на которых расположены оборудование и аппаратура, содержащие легковоспламеняющиеся и горючие жидкости и сжиженные углеводородные газы, как правило, выполняются в железобетоне. При выполнении этажерок в металле нижняя часть их на высоту первого этажа (включая перекрытие первого этажа), но не менее 4 м, должна быть защищена от воздействия высокой температуры. Предел огнестойкости должен быть не менее: для колонн этажерки - 2 ч, для балок, ригелей, связей и траверс - 1 ч.

Опорные конструкции под отдельно-стоящие на нулевой отметке емкостные аппараты и емкости, содержащие легковоспламеняющиеся и горючие жидкости и сжиженные углеводородные газы, должны иметь огнестойкость не менее 1 ч. Предел огнестойкости "юбок" колонных аппаратов и опор емкостей с СУГ и ЛВЖ под давлением, должен быть не менее 2 ч.

11.1.7. Размещение внутри этажерки производственных и вспомогательных помещений не допускается.

11.1.8. Площадки и перекрытия этажерок, если на них установлены аппараты и оборудование, содержащие СУГ, ЛВЖ и ГЖ, должны быть глухими, непроницаемыми для жидкостей и ограждены по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м с устройством пандуса у выходов на лестницы.

Группы аппаратов и оборудования, содержащие СУГ, ЛВЖ или ГЖ, установленные под этажерками и на открытых площадках вне этажерок, также должны быть ограждены бортом 0,15 м на расстоянии не менее 1,0 м от аппаратов и оборудования.

11.1.9. В местах пересечения аппаратами и трубопроводами борта, ограждающие проемы и гильзы, должны выступать на высоту не менее 0,15 м над перекрытием. Для отвода разлившейся жидкости и атмосферных осадков с площадок и перекрытий этажерок, огражденных бортами, необходимо предусматривать сливные стояки диаметром не менее 100 мм. Число стояков принимается по расчету, но не менее двух.

11.1.10. При необходимости размещения открытых установок категорий А и Б по обе стороны здания, с которым они связаны, или одной открытой установки с двумя зданиями, между которыми она расположена - одна из установок или одно из зданий технологического комплекса должны располагаться на расстоянии не менее 8 м при глухой стене и не менее 12 м при стене с оконными проемами независимо от площади, занимаемой зданиями и установками. Вторая установка или здание должны располагаться с учетом требований п. 11.1.11.

11.1.11. Площадь отдельно стоящей наружной установки категорий А и Б на газоперерабатывающих предприятиях не должна превышать:

при высоте до 30 м -  $5200 \text{ м}^2$

при высоте 30 м и выше -  $3000 \text{ м}^2$ .

При большей площади установка должна делиться на секции.

Разрывы между секциями должны быть не менее 15 м.

Примечание: - Площадь наружной установки принимается по площади на нулевой отметке. Границы установки проходят на расстоянии 2 м от прямых линий, соединяющих максимально выступающие части аппаратов, постаментов колонн этажерок.

- Высотой установки следует считать максимальную высоту оборудования или этажерки, занимающих не менее 30 % общей площади установки.

- Предельные площади отдельно стоящих установок относятся к установкам с аппаратами, емкостями, содержащими сжиженные горючие газы, ЛВЖ и ГЖ. Для установок, содержащих горючие газы (не в сжиженном состоянии), предельная площадь может быть увеличена в 1,5 раза.

11.1.12. Ширина отдельно стоящей наружной установки или её участков должна быть не более 42 м при высоте этажерки и оборудования до 18 м и не более 36 м при высоте этажерки и оборудования более 18 м.

11.1.13. К одной из стен здания категорий А и Б допускается примыкание наружной установки без противопожарного разрыва при соблюдении следующих условий:

11.1.13.1. Сумма площадей этажа зданий (или части здания между противопожарными стенами) и наружной установки не должна превышать площади, определенной в пункте 11.1.11.

11.1.13.2. Стена здания должна быть без проемов, за исключением устройства дверных проемов для обслуживания наружной установки при соблюдении следующих требований:

выходы защищены samozакрывающимися противопожарными дверями с пределом огнестойкости не менее 0,6 ч, имеют пандус высотой не менее 0,15 м;

в расчет путей эвакуации эти выходы не включаются;

расстояние от этих выходов до аппаратов и емкостей, расположенных на наружной установке, должно быть не менее 4 м;

пожарная опасность наружной установки и помещения, из которого предусмотрен выход, должна быть одинаковой.

Предел огнестойкости глухой стены должен быть не менее 2 ч.

11.1.13.3. Ширина наружной установки должна быть не более 30 м. В случае, когда суммарная площадь здания (части здания) и наружной установки превышает определенную пунктом 11.1.11, расстояние от наружной установки должно быть не менее 8 м до глухой стены здания и не менее 12 м до стены с проемами.

11.1.14. Отдельные аппараты с горючими газами, ЛВЖ, ГЖ, непосредственно связанные с помещениями категорий А и Б и размещенные вне помещения, следует, как правило, располагать у глухой стены.

При расположении этих аппаратов у стен с проемами расстояние до проемов должно быть не менее 4 м.

Расстояние от указанных аппаратов до проемов помещений с производствами категорий В, Г, Д должно быть не менее 10 м. При расстоянии менее 10 м оконные проемы помещений с производствами категорий В, Г, Д необходимо заполнять стеклоблоками или армированным стеклом.

Расстояние от аппаратов, не содержащих газы, ЛВЖ и ГЖ, не нормируется.

11.1.15. Расстояние от аппаратов огневого нагрева (печи для нагрева продуктов, азота, пароперегревательные печи), располагаемых вне здания, до других технологических аппаратов, зданий и сооружений установки, в состав которых входит печь, а также до эстакад, за исключением технологических трубопроводов, связывающих аппараты огневого нагрева с другими технологическими аппаратами, должны быть не менее указанных в табл. 5

Таблица 5

№/пп	Наименование объектов	Наименьшее расстояние, м
1.	До технологического оборудования и эстакад с горючими продуктами, расположенных вне здания:	
	при давлении в системе аппаратов и коммуникаций до 0,6 МПа (6 кгс/см <sup>2</sup> )	10
2.	при давлении в системе аппаратов и коммуникаций выше 0,6 МПа (6 кгс/см <sup>2</sup> )	15
	До производственных зданий и помещений категорий А, Б, В, вспомогательных и подсобно-производственных зданий и помещений независимо от категории производств:	
3.	а/ при наличии оконных проемов	15
	б/ при глухой стене	8
4.	До производственных зданий, помещений категорий Г, Д, технологического оборудования и эстакад с негорючими продуктами	5
5.	До аппаратов с огневым нагревом	5
6.	До компрессорных горючих газов	20
7.	До колодцев канализации производств категорий А, Б.	10

Примечания: - Наименьшее расстояние от неогневой стороны пароперегревательных печей до реакторов и отпечей пиролиза до охлаждающих скрубберов и котлов-утилизаторов (одно- и двухконтурных) в связи с тем, что технологический процесс, не позволяет удалять печь от реактора, скруббера в котла-утилизатора, может быть сокращено до 5 м. Такого рода случаи должны быть обоснованы в технологической части проекта.

- Для изоляции печей с открытым огневым процессом от газовой среды при авариях на наружных установках или зданиях, печи должны быть обеспечены устройством для паровой завесы и подводом пара к топкам печей,

- Наименьшее расстояние от неогневой стороны печей дореакторов каталитических процессов, если технологический процесс не позволяет удалить печь от реактора, может быть сокращено до 3 м. Такого рода случаи должны быть обоснованы в технологической части проекта.

## 11.2. Требования к компоновке оборудования насосных.

11.2.1. Насосные агрегаты могут располагаться у непосредственно связанного с ними оборудования или в насосных. Размещение насосных агрегатов непосредственно у аппаратов разрешается при числе не более трех насосов в группе, включая резервный, при этом расстояние от насосов до аппаратов не нормируется.

Под понятием "насосная" следует понимать группу насосов с числом насосов более трех, которые удалены друг от друга не более чем на три метра.

Насосные для перекачки СУГ, ЛВЖ, и ГЖ могут быть открытыми или закрытыми.

11.2.2. Открытыми насосными считаются насосные, расположенные в помещениях. На газоперерабатывающих заводах и производствах открытые насосные могут располагаться на открытых площадках, под навесами, а также по стаментам и этажеркам, предназначенным для размещения технологического оборудования.

Насосы в открытых насосных должны быть защищены от прямого воздействия атмосферных осадков и солнечной радиации.

Допускается применение индивидуальных легких съемных кожухов боковыми отверстиями для естественной вентиляции.

11.2.3. Насосные, перекачивающие СУГ, ЛВЖ и ГЖ должны располагаться на отметках выше прилегающей территории.

Устройство заглубленных открытых насосных запрещается.

11.2.4. Размещение насосных агрегатов в открытых насосных может быть одно- двух- или трехрядное с обеспечением необходимых проходов для обслуживания насосных агрегатов и проездов для передвижения подъемно-транспортных механизмов при ремонтных работах, в случае отсутствия подвесных подъемно-транспортных средств.

Ширину основного прохода по фронту обслуживания следует принимать не менее 1,5 м до наиболее выступающих частей насоса, а между отдельными насосами - не менее 0,8 м.

При размещении насосов и насосных агрегатов необходимо предусматривать свободные проходы и полосы для размещения змеевиков обогрева полов.

Насосы должны устанавливаться на фундаментах, не связанных с фундаментами другого оборудования и стенами здания.

11.2.5. При проектировании открытых насосных должна быть разработана система опорожнения насосов при отключении их на ремонт с установкой, в случае необходимости, специальных дренажных емкостей.

11.2.6. В открытых насосных проектом должен обеспечиваться агрегатно-узловой метод ремонта насосных агрегатов. Для этой цели необходимо предусматривать стационарные подъемно-транспортные устройства (кран-балки, монорельсы, кран-укосины и т.п.) или напольные передвижные грузоподъемные механизмы во взрывобезопасном исполнении, обеспечивающие механизацию работ по монтажу, демонтажу и ремонту насосного оборудования.

11.2.7. К насосным необходимо предусматривать подъезды для возможности транспортирования насосов или отдельных узлов.

В случае, когда нет возможности обеспечить подъезд автотранспорта непосредственно к насосной, следует предусматривать в проекте специальный монорельс с передвижным грузоподъемным средством от насосной до ближайшей дороги или подъезда.

11.2.8. В открытых насосных, расположенных под этажерками и навесами, площадь устраиваемых в них защитных боковых ограждений должна составлять не более 50 % общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части перекрытия или покрытия насосной).

Защитные боковые ограждения открытых насосных должны быть несгораемые и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола и покрытия (перекрытия) насосной не менее, чем на 0,3 м.

- Во вновь проектируемых открытых насосных для перекачки горючих жидкостей, нагретых выше температуры воспламенения, легковоспламеняющихся жидкостей и сжиженных углеводородных газов, располагаемых под этажерками, должны применяться насосы соответствующие 1-й и 2-й категории размещения по ГОСТ 15150-69, повышенной надежности, имеющие герметичное исполнение или двойное торцовое уплотнение вала.

При размещении насосов под этажерками, навесами и на открытых площадках через 90 м по длине должно предусматриваться одно из следующих мероприятий:

несгораемая стена без проемов до перекрытия первого этажа или навеса с пределом огнестойкости не менее 2,0 ч;

расстояние между насосами (зона) на всю ширину насосной не менее 6 м при условии устройства к этой зоне подъездов для передвижной пожарной техники;

расстояние между насосами (зона) на всю ширину насосной не менее 15 м при отсутствии подъезда.

При размещении насосов под многоярусными этажерками выполнение указанных мероприятий обязательно только для первого яруса (этажа).

11.2.9. Расстояние от открытой насосной до технологического оборудования наружной установки не нормируется, если суммарная ширина наружной установки и открытой насосной не превышает допустимую пунктом 11.1.11.

Однако, размещение оборудования с двух продольных сторон открытой насосной, как правило, не допускается.

В тех случаях, когда это требование выполнить не представляется возможным, расстояние от одной из продольных сторон насосной до оборудования должно быть не менее 5 м.

В случаях, когда суммарная ширина наружной установки и открытой насосной превышает допустимую пунктом 11.1.12,

должен предусматриваться противопожарный разрыв не менее 15 м.

Примечание: При определении ширины установки в нее включается и 5<sup>ТИ</sup> метровое расстояние, если оно предусмотрено от одной из продольных сторон открытой насосной доборудования.

11.2.10. При расположении насосов под этажерками должна быть предусмотрена возможность дистанционной остановки насосов от кнопочных постов управления, установленных в безопасных местах. Перекрытие над насосами должно быть железобетонным, без проемов и по периметру иметь борт высотой не менее 0,15 м.

11.2.11. Здания закрытых насосных должны соответствовать требованиям раздела 6. "Производственные здания и сооружения" Ведомственных указаний по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" ВУПП-88, а также нижеследующим требованиям:

11.2.11.1. Длина каждого отделения закрытой насосной сжиженных углеводородных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей не должна превышать 90 м. При большей длине насосная должна разделяться на отсеки несгораемыми стенами с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч. Такими же стенами должны отделяться насосные, перекачивающие горючие продукты, нагретые до температуры 250 °С и выше от других насосных.

Насосные, перекачивающие продукты, нагретые до температуры 250 °С и выше, должны разделяться на отсеки площадью не более 650 м<sup>2</sup>.

11.2.11.2. На покрытии зданий насосных допускается устанавливать холодильники и конденсаторы водяного и воздушного охлаждения (кроме конденсаторов наружного типа), теплообменники, рефлюксные и флегмовые емкости, сепараторы. При этом должны соблюдаться следующие условия:

- покрытие зданий насосных, на котором установлены указанные выше аппараты, должно иметь предел огнестойкости не менее 1 ч, быть непроницаемым для жидкостей и иметь по периметру сплошной ограждающий борт, высотой не менее 0,15 м с устройством для отвода разлившейся жидкости в специальные емкости. Число стояков должно приниматься по расчету, но не менее 2-х, диаметром не менее 100 мм каждый.

Эти же емкости предназначены для сбора атмосферных осадков;

- устанавливать перечисленные аппараты на покрытии здания насосных допускается не более, чем в два яруса (этажа);

- здание насосной через каждые 90 м длины должно разделяться несгораемыми стенами с пределом огнестойкости не менее 2,0 ч на расстоянии не менее 6 м одна от другой. Между ними должен устраиваться сквозной проход. Расстояние по горизонтали от ближайшего аппарата, установленного на покрытии насосной или на этажерках над ней, до разделительной несгораемой стены должно быть не менее 3 м;

- над зданием насосной допускается устанавливать емкостные аппараты с регуляторами уровня, емкостью не более 25 м<sup>3</sup> каждый для ЛВЖ и ГЖ и 10 м<sup>3</sup> для сжиженных углеводородных газов, с гарантированным наполнением тех и других не более чем на 50 %.

- в продольных стенах насосной допускается устройство оконных проемов, если связанная с насосной наружная аппаратура расположена не менее 12 м от стены здания насосной;

- участки покрытия насосной, по которым проходят пути эвакуации с этажерки, должны выполняться монолитными или из замоноличенных железобетонных плит;

- коммуникации, расположенные над зданием насосной, должны иметь минимальное количество фланцевых соединений;

- из емкостной аппаратуры должен обеспечиваться слив в аварийные емкости или опорожнение ее технологическими насосами в аппараты смежных отделений данного производства или в складские емкости;

- на случай аварий электроприемники насосной должны обесточиваться;

- при длине наружной этажерки, расположенной у здания насосной, более 90 м через каждые 90 м она должна разделяться на секции противопожарными разрывами:

- не менее 6 м при высоте этажерки до 12 м;

- не менее 12 м при высоте этажерки 12 м и более.

Эти разрывы должны совпадать проходами между разделительными несгораемыми стенами здания.

### 11.3. Требования к компоновке оборудования компрессорных.

При проектировании компрессорных установок технологических сооружений ГПЗ с применением центробежных или винтовых компрессоров необходимо выполнять следующие условия:

11.3.1. Компрессоры следует размещать в отапливаемых помещениях или укрытиях (боксах). В этих помещениях не допускается размещать аппаратуру и оборудование, технологически и конструктивно не связанные с компрессорами. Здания компрессорных должны соответствовать требованиям раздела 6 ВУПП-88 [6].

11.3.2. Пол помещения, где размещаются компрессоры, должен быть не менее, чем на 0,15 м выше планировочных отметок прилегающей территории.

11.3.3. Полы помещения компрессорной установки должны быть ровными с нескользящей поверхностью, малоустойчивыми и выполняться из несгораемого, износоустойчивого и неискрящего материала.

11.3.4. Двери и окна помещения компрессорной должны открываться наружу.

11.3.5. Компрессоры следует устанавливать на фундаментах, несвязанных с фундаментами другого оборудования и стенами здания.

Общие размеры помещения должны удовлетворять условиям безопасного обслуживания и ремонта оборудования компрессорной и отдельных её узлов, машин и аппаратов.

11.3.6. Проходы в машинном зале должны обеспечивать возможность монтажа и обслуживания компрессора и привода.

При размещении двух и более компрессоров необходимо предусматривать следующие минимальные расстояния в свету:

Ширину основного прохода по фронту обслуживания - 1,5 м

Расстояние между компрессорами - 1,5 м

Расстояние между компрессорами и насосами, не входящими в комплект поставки компрессора - 1,0 м

Расстояние от компрессоров до стен помещений - 1,0 м

11.3.7. В помещении компрессорной должна быть площадка для проведения ремонта компрессоров, привода, вспомогательного оборудования и электрооборудования.

Для проведения ремонтных работ компрессорной установки помещения должны оборудоваться соответствующими грузоподъемными устройствами и средствами механизации.

11.3.8. При проектировании компрессорных по перекачке взрывоопасных газов, с применением поршневых компрессоров, следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации поршневых компрессоров, работающих на взрывоопасных и токсичных газах" [7].

#### **11.4. Требования к компоновке оборудования вспомогательных сооружений.**

11.4.1. При проектировании воздушных компрессорных следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов" [8].

11.4.2. При проектировании складов азота необходимо выполнять требования "Инструкции по проектированию производства газообразных и сжиженных продуктов разделения воздуха", ВСН-6-74 [9].

11.4.3. При проектировании складов реагентов, а также промежуточных складов ЛВЖ, ГЖ и СУГ необходимо выполнять требования ВУПП-88, СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы" СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение".

11.4.4. При проектировании складов метанола необходимо выполнять требования "Типовой отраслевой инструкции о порядке получения, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола" ИБТВ-2-001-82 [10], а также ГОСТ 2222-78 \* Е "Метанол - яд технический. Технические условия".

## **12. НОРМЫ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

12.1. Основная технологическая аппаратура, как правило, не должна резервироваться. Проектом технологических установок должен предусматриваться определенный запас производительности аппаратов в соответствии с заданными колебаниями в количестве и составе поступающего сырья.

12.2. Следует принимать резерв для аппаратов, режим работы которых требует более частых остановок, чем это предусмотрено регламентом работы самих установок, и только в том случае, если остановка указанных аппаратов требует отключения всей установки.

12.3. Для нижеследующих позиций насосов следует принимать один резервный насос при одном и более рабочих насосов:

- подача абсорбента в абсорберы;
- подача гликоля на осушку газа;
- подача питания и орошения в регенерационные и ректификационные колонны;
- циркуляция теплоносителей или продуктов через трубчатые печи;
- непрерывная откачка на склады товарных продуктов;
- непрерывная откачка продуктов с низа колонны;
- подача питательной воды к котлам-утилизаторам и конденсаторам серы;
- подача охлаждающей жидкости (воды, антифриза и т.п.) к компрессорным агрегатам, насосам и т.п.;
- откачка жидкости из факельных систем (сепараторов);
- другие позиции, особая ответственность которых выявляется в процессе проектирования.

12.4. Насосы для откачки готовой продукции из товарных складов потребителям и насосы для сливо-наливных операций на железнодорожных эстакадах должны иметь - 25 % резерв. При этом допускается общий резерв для насосов, перекачивающих продукты, близкие по углеводородному или химическому составу.

12.5. Насосы или маслостанции для подачи жидкости на торцевые уплотнения и в гидравлические системы должны иметь 100 % резерв.

12.6. Насосы, работающие периодически, должны устанавливаться без резерва, если работа их не связана жестким графиком работы установки или регламентом времени какой-либо регулярной операции.

12.7. Нормы резервирования компрессоров и газодувок, обеспечивающих непрерывность технологического процесса, устанавливаются в зависимости от технической характеристики указанного оборудования:



- для агрегатов, у которых доремонтный ресурс меньше времени межремонтного пробега установки, следует устанавливать резерв из расчета один резервный агрегат на 1,5 работающих на одной технологической операции;

- для агрегатов, у которых доремонтный ресурс превышает время доремонтного пробега установки, резерв, как правило, предусматривать не следует.

Примечания:

1. Время межремонтного пробега установки следует принимать равным фонду эффективного рабочего времени в соответствии с разделом 4 настоящих норм.

2. Для компрессоров высокой единичной производительности (0,5 млрд. м<sup>3</sup>/год и более)

необходимость резервирования устанавливается заданием на проектирование или обосновывается технико-экономическим расчетом при проектировании.

3. Для холодильных агрегатов при количестве работающих машин 2 и больше резерв не предусматривается, при установке одного работающего агрегата резерв устанавливается только согласно заданию на проектирование или при технико-экономическом обосновании.

12.8. Количество компрессоров для воздушных компрессорных принимается минимальным, но дающим возможность производить ремонт компрессоров без ущерба для снабжения предприятия сжатым воздухом. При расчете принимать резерв только к тому количеству воздуха, без которого нарушается нормальная работа предприятия.

### 13. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

#### 13.1. Общие требования

13.1.1. При проектировании сосудов и аппаратов следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [17].

13.1.2. Выбор сосудов и аппаратов следует проводить согласно требованию "Инструкции по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением до 100 кг/см<sup>2</sup> и защите их от превышения давления" (в объеме требований, не противоречащих данным Нормам) [11]. При выборе оборудования и аппаратуры необходимо использовать рекомендуемое номенклатурами каталогами оборудование.

13.1.3. При содержании в рабочих технологических средах сероводорода сосуды в аппараты должны быть изготовлены в соответствии с РТМ26-02-63-83 "Технические требования к конструкции и изготовлению сосудов, аппаратов и технических блоков установок подготовки и переработки нефти и газа, содержащих сероводород" [12].

13.1.4. Применение для сероводородсодержащих стандартизированных аппаратов и оборудования должно быть согласовано организацией-разработчиком аппарата или оборудования.

13.1.5. При размещении на наружных установках аппаратуры и оборудования следует предусматривать:

- системы для быстрого слива воды и застывающих жидкостей из аппаратов при прекращении их работы;

- устройства для защиты движущихся частей машин и аппаратов от атмосферных осадков, если это предусмотрено правилами их эксплуатации;

- защиту оборудования от коррозии, вызываемой атмосферными осадками;

- необходимые укрытия, требующиеся по условиям работы для обслуживания аппаратуры и оборудования, а также приборов контроля и автоматического регулирования;

- площадки и лестницы, необходимые для проведения работ по замене пучков труб теплообменников, снятию и установке предохранительных клапанов, проведению внутренних осмотров сосудов, демонтажу внутренних устройств и др.

13.1.6. Конструкция технологического оборудования (дренажные емкости, аппараты и т.д.), устанавливаемого в насыпных приямках, должна исключать расположение разъемных соединений в местах, скрытых от наблюдения.

13.1.7. Обогревающие спутники трубопроводов, аппаратов, арматуры и приборов, следует предусматривать на незамерзающем теплоносителе (антифризе) с устройством теплоизоляции. Допускается применение гибких электрических нагревательных элементов, соответствующих среде их применения.

13.1.8. Необходимость установки запорной арматуры на подводящих и отводящих трубопроводах аппаратов и сосудов определяется при проектировании, исходя из требований технологического процесса, рода и параметров перекачиваемой среды, запаса жидкости в аппарате или сосуде, протяженности трубопровода и т.п., обеспечения безопасной эксплуатации.

13.1.9. Байпасы на теплообменных аппаратах должны устанавливаться при двух и более аппаратах или в случае, если возможна нормальная работа без этого аппарата.

#### 13.2. Компрессоры

13.2.1. Настоящий подраздел норм распространяется на компрессоры:

- предназначенные для компримирования газа с целью подачи его на дальнейшую переработку и других целей в схеме завода;

- на дожимные компрессоры для подачи отбензиненного газа в магистральный газопровод.

13.2.2. Проектирование компрессорной должно производиться в технологической увязке с объектами переработки газа и газопроводами скомпримированного газа.

13.2.3. Производительность и количество компрессоров должны быть выбраны с учетом динамики поступления газа на ГПЗ по годам.

13.2.4. При выборе компрессора преимущество должно быть отдано компрессорам центробежного типа с приводом от электродвигателя или газовой турбины. Тип привода должен выбираться в каждом конкретном случае на основе технико-экономических обоснований или определяться в задании на проектирование.

13.2.5. Применение компрессора на конкретные условия должно быть согласовано с заводом-изготовителем.

13.2.6. В случае, если серийно выпускаемые машины не отвечают требованиям выбора компрессора, необходимо выдать требования на создание нового компрессора.

13.2.7. Проектирование компрессорной должно вестись на основе конструкторской документации разработчика компрессора.

13.2.8. Технологическая схема компрессорной должна обеспечивать:

- улавливание жидкостных пробок, поступающих с газом на ГПЗ;
- очистку компримируемого газа от механических примесей и капельной жидкости;
- необходимую степень сжатия транспортируемого газа;
- пуск, нормальную работу, нормальную и аварийную остановку компрессорных агрегатов;
- нормальную и аварийную остановку всей компрессорной;
- охлаждение газа (межступенчатое и конечное);
- сбор механических примесей и жидкостей, уловленных в сепараторах;
- работу вспомогательных систем в нормальном режиме и при аварийных ситуациях;
- послеремонтную обкатку любого агрегата без остановки работающих агрегатов.

13.2.9. При проектировании компрессорных предназначенных для компримирования газа, содержащего сероводород, следует соблюдать следующие условия:

а) применение компрессоров должно быть согласовано с заводом-изготовителем;

б) применение аппаратов компрессорной станции, в которых содержится сероводород с парциальным давлением более 0,3 кПа, должно быть согласовано с разработчиком аппаратуры;

в) оборудование, аппаратура и обвязочные трубопроводы должны быть изготовлены в соответствии с требованиями работы в сероводородной среде.

13.2.10. При многоступенчатом компримировании нефтяного газа, с промежуточным его охлаждением, необходимо производить расчеты на выпадение конденсата углеводородов после охлаждения газа на каждой ступени компримирования.

13.2.11. Охлаждение скомпримированного газа и масла компрессорной, как правило, должно быть воздушным.

В случаях, когда по климатическим условиям аппараты воздушного охлаждения не обеспечивают требуемого охлаждения потока, возможно применение водяного или комбинированного охлаждения: основное количество тепла более высокого потенциала снимается в аппаратах воздушного охлаждения, а доохлаждение водой (антифризом).

13.2.12. Качество охлаждающей воды (антифриза) должно соответствовать ТУ на компрессор или вспомогательное оборудование.

13.2.13. Тепло скомпримированного газа, как правило, подлежит утилизации в специальных утилизаторах.

13.2.14. Проектом должны быть предусмотрены технические решения, исключающие замерзание жидкостей в аппаратах и трубопроводах.

13.2.15. Размещение компрессоров принимается, как правило, однорядным.

13.2.16. Приемные и нагнетательные коллекторы компрессоров должны располагаться вне здания компрессорной, причем приемные коллекторы должны быть уложены с уклоном, обеспечивающим их самотечное опорожнение от жидкости. Укладку коллекторов следует принимать надземной. Необходимо предусматривать дренаж приемного коллектора от жидкости.

13.2.17. Нагнетательный и всасывающий трубопроводы компрессора, как правило, должны быть соединены между собой (через запорную арматуру) для обеспечения возможности пуска компрессора в работу и регулирования его производительности за счет перепуска части газа с нагнетания на прием.

13.2.18. Для удаления газа из компрессора (при ремонте, ревизии и т.д.) на приемном трубопроводе каждой ступени компримирования между задвижкой и цилиндром каждой ступени, должна быть предусмотрена продувочная свеча с установкой на ней запорной арматуры.

Примечания.

1. При наличии нескольких цилиндров на одной ступени сжатия компрессора допускается сброс газа на одну общую для них свечу.
2. Допускается объединение на одну свечу группы компрессоров с одинаковыми по давлению ступенями сжатия.
3. При отсутствии между ступенями запорной арматуры допускается установка одной продувочной свечи на любой ступени компримирования.

13.2.19. Каждый компрессорный агрегат должен иметь соответствующую арматуру на всасывающем и нагнетательном

трубопроводах, позволяющую отключать его от сборных коллекторов.

13.2.20. Каждый компрессорный агрегат должен быть снабжен обратными клапанами, устанавливаемыми на линии нагнетания каждой ступени между нагнетательным патрубком и запорной арматурой. Если компрессорный агрегат имеет устройство для промежуточного отбора газа, то обратный клапан должен быть установлен также на линии, отводящей от компрессора газ промежуточного давления.

13.2.21. На линиях подвода азота (инертного газа) к компрессорам, используемых для систематического заполнения и продувки, следует устанавливать по два запорных органа и обратный клапан. Между запорными органами необходимо предусматривать дренажное устройство с условным проходом не менее 25 мм, имеющее выход в атмосферу.

13.2.22. Для уменьшения влияния вибраций, вызываемых работой компрессоров, необходимо предусматривать соблюдение следующих условий:

- фундаменты под компрессоры должны быть отделены от конструкции здания (фундаментов стен, перекрытий и т.п.);

- площадка между смежными фундаментами компрессоров должны быть вставными, свободно опирающимися на собственные фундаменты;

- трубопроводы, присоединенные к машине, не должны иметь жесткого крепления к конструкции зданий. При наличии таких креплений необходимо предусматривать соответствующие компенсирующие устройства.

13.2.23. На случай аварийного отключения электроэнергии все оборудование маслоснабжения должны быть предусмотрены напорные баки для масла, обеспечивающие самотечную подачу масла к уплотнениям и подшипникам агрегата.

Объем напорного бака должен обеспечивать маслом агрегат в течение времени, необходимого для полной его остановки (время выбега ротора).

13.2.24. Трубопроводы дроссельных и продувочных линий, в которых возможно замерзание или отложение легкозастывающих жидкостей, а также запорная арматура на этих трубопроводах должны обогреваться.

13.2.25. Арматура на линиях аварийного сброса давления должна иметь помимо ручного также дистанционное управление.

13.2.26. Запорная арматура, устанавливаемая на высоте, должна иметь дистанционное управление и безопасный доступ (лестницы, площадки).

### 13.3. Трубчатые печи

13.3.1. Трубчатые печи должны проектироваться с учетом требований соответствующих разделов "Правил безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов" [13].

13.3.2. Конструкция печи определяется специализированной организацией-разработчиком по исходным требованиям и должна обеспечивать промышленный монтаж блоков агрегированного оборудования, узлов и секций трубопроводов.

13.3.3. На входе и выходе потока продукта из печи необходимо устанавливать запорную арматуру.

На входе в печь должен быть установлен обратный клапан за запорной арматурой по ходу потока. На многопоточных трубчатых печах запорная арматура и обратный клапан устанавливаются на каждом потоке.

13.3.4. На трубопроводах, подводящих продукт в печь, возможна установка дополнительной запорной арматуры с дистанционным управлением.

Для многопоточных трубчатых печей запорная арматура с дистанционным управлением устанавливается на общем потоке входа в печь (двухразветвления потоков). Необходимость установки обратного клапана и дополнительной запорной арматуры с дистанционным управлением на выходе продукта из печи, а также предохранительного клапана должна определяться в каждом конкретном случае проектной организацией в зависимости от технологической схемы соединения печи с другими аппаратами.

13.3.5. При применении многопоточных змеевиков должны предусматриваться узлы равномерного распределения продукта по потокам. Управление задвижками распределения потоков должно быть предусмотрено из безопасного места.

При многопоточном змеевике допускается устройство распределительной гребенки, с установкой общей задвижки перед гребенкой.

13.3.6. На продуктопроводе печи для продувки змеевика необходимо предусматривать стационарный подвод азота или пара. Перед подключением этой линии к змеевику должны быть установлены обратный клапан и два запорных устройства, между которыми предусматривается установка продувочного вентиля в атмосферу для контроля за плотностью запорной арматуры испуска конденсата. Вторая по ходу азота или пара задвижка должна быть с электро- или пневмоприводом.

Обратный клапан должен устанавливаться первым со стороны змеевика печи и непосредственно в месте врезки линии пара или азота в змеевик. Для многопоточных печей необходимо предусматривать подвод азота или пара для продувки для каждого потока.

13.3.7. Топливный газ для нагревательных печей должен соответствовать регламентным требованиям по содержанию в нем жидкой фазы, влаги механических примесей. Предусматриваются средства, исключающие наличие жидкости и механических примесей в топливном газе, поступающем в горелки.

Необходимо предусматривать продувку коллектора топливного газа со сбросом на свечу.

13.3.8. На общем трубопроводе, подводящем топливный газ к печам, должны устанавливаться: манометр, замерная диафрагма, быстродействующий отсекающий клапан и регулятор давления.

13.3.9. Системой автоматики печи должна быть предусмотрена блокировка (отсечка топлива) в следующих случаях:

- при понижении давления топлива ниже установленного предела;

- при уменьшении общего расхода продукта ниже установленного предела;

- при повышении температуры дымовых газов на выходе из печи выше допустимых пределов;
- при погасании пламени в топке.

13.3.10. Печи должны быть оборудованы системами пожаротушения, паровой или газовой завесы и безопасной работы в соответствии с нормами и правилами по технике безопасности и рекомендациями ВНИИПО МВД Российской Федерации.

В паровом коллекторе должна быть постоянная циркуляция пара, расстояние от коллектора до печи - максимально коротким. Включение паровой завесы - через электрозадвижку.

13.3.11. При нагревании в печи жидких углеводородов печь должна быть ограждена бортиком против разлива жидкости при прогаре змеевика.

#### 13.4. Аппараты воздушного охлаждения (АВО)

13.4.1. На газоперерабатывающих заводах охлаждение и конденсация технологических потоков осуществляются, как правило, в аппаратах воздушного охлаждения.

13.4.2. Расчетная температура воздуха должна определяться на основе температуры в наиболее жаркий период года в данной местности (в соответствии с главой СНиП 2.01.01-82). При определении расчетной температуры рекомендуется пользоваться следующей формулой:

$$t_p = t_{13} + 0,25(t_{\max} - t_{13})$$

где:  $t_{13}$  - средняя температура воздуха в 13 часов самого жаркого месяца, °С;

$t_{\max}$  - абсолютная максимальная температура воздуха, °С.

13.4.3. Для определения требуемой поверхности аппарата воздушного охлаждения температуру охлажденного потока следует принимать не менее чем на 10 °С выше расчетной температуры воздуха, определенной в соответствии с п. 13.4.2 настоящего раздела.

13.4.4. При установке аппаратов воздушного охлаждения в районах с относительно низкой влажностью воздуха в летнее время года рекомендуется применять аппараты, оснащенные устройствами увлажнения воздуха.

13.4.5. Для технологических потоков с высокой температурой застывания (замерзания) или способных образовывать кристаллогидраты следует применять аппараты воздушного охлаждения с рециркуляцией охлаждающего воздуха.

13.4.6. При выборе аппаратов воздушного охлаждения преимущество должно быть отдано аппаратам в блочно-модульном исполнении, имеющим подвесные электродвигатели вентиляторов.

#### 13.5. Насосы

13.5.1. Насосы, входящие в состав технологических насосных газоперерабатывающего завода, предназначены:

- для подачи жидких углеводородов на технологические установки переработки;
- для орошения колонных аппаратов в схемах технологических установок;
- для слива-налива железнодорожных цистерн;
- для вспомогательных операций (внутрипарковых перекачек, пусковых целей).

13.5.2. Для перекачки жидких углеводородов на ГПЗ применяются, как правило, насосы по конструкции специально предназначенные для этих целей.

13.5.3. Предпочтение следует отдавать центробежным насосам с торцевыми уплотнениями, герметичным насосам (типа ХГВ, ХГ, УГ), вихревым.

13.5.4. Выбор насоса следует производить исходя из требуемого напора и подачи, а также с учетом свойств перекачиваемой жидкости (температуры, удельного веса, вязкости и т.д.) и места его установки.

13.5.5. При выборе центробежных насосов следует руководствоваться "Инструкцией по выбору нефтяных центробежных насосов" [14].

13.5.6. Приемный и нагнетательный патрубки насоса должны быть рассчитаны на то же давление, что и корпус насоса, и соединение должно быть фланцевое.

13.5.7. Все насосы должны быть оборудованы вентиляционными устройствами, имеющими выход в атмосферу (так называемые "воздушники"), устанавливаемыми на нагнетательном трубопроводе насоса до обратного клапана и запорной арматуры.

13.5.8. Вспомогательные технологические трубопроводы на обвязке насоса, включая воздушники и дренажные устройства, трубопроводы для продувки и промывки, трубопроводы подачи жидкости в корпуса сальников должны быть рассчитаны на максимальные давление нагнетания и температуру корпуса насоса.

13.5.9. Для отключения насоса от технологически коммуникаций следует устанавливать на приемном (всасывающем) и нагнетательном трубопроводах насоса запорную арматуру. Запорная арматура, предназначенная для оперативной работы, должна быть приближена к насосу и, как правило, быть с ручным управлением.

13.5.10. Для аварийных отключений на всасывающем и нагнетательном трубопроводах насоса (группы насосов) снаружи, на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания насосной или блок-бокса следует устанавливать, как правило, арматуру с дистанционным управлением. Запорная арматура с дистанционным управлением должна иметь ручной дублер (ручное управление) непосредственно по месту ее расположения.

13.5.11. Запорная арматура на нагнетательном трубопроводе насоса должна быть рассчитана на максимальное давление нагнетания, развиваемое насосом при пуске (работы) на закрытую задвижку.

Запорная арматура, устанавливаемая на всасывающих трубопроводах непосредственно у насосов по давлению должна быть той же серии, что и нагнетания.

13.5.12. На нагнетательном трубопроводе каждого насоса дозапорной арматуры следует устанавливать обратный клапан.

13.5.13. Для возможности опорожнения корпуса насоса от продукта на его обвязке следует предусматривать вспомогательные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой среды:

- для отвода жидкой фазы в дренажную систему;
- для отвода газовой фазы на утилизацию или на факел;
- газов продувки на местную или централизованную свечу.

13.5.14. На каждом насосе должен быть предусмотрен штуцер для подсоединения трубопровода инертного газа или пара для продувки и пропарки насоса.

13.5.15. При необходимости (определяется технической документацией на насос) на приеме насосов должны устанавливаться стационарные фильтры.

На период предпусковой обкатки насоса и промывки системы аппаратов и трубопроводов, а также на начальный период эксплуатации должна быть предусмотрена возможность установки на приеме временных фильтров.

13.5.16. В случае, если нагнетательный трубопровод или запорная арматура, установленная на нем, не рассчитаны на максимальное давление нагнетания, следует предусматривать их защиту от повышения давления установкой предохранительных устройств.

13.5.17. Предохранительный клапан должен быть установлен до обратного клапана и запорной арматуры на нагнетании насоса.

### 13.6. Предохранительные устройства

13.6.1. Все сосуды и аппараты, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>) или группа таких сосудов, соединенных между собой без отключающей арматуры между ними, на которые распространяются требования "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [17], должны быть защищены от повышения в них давления выше расчетного предохранительными устройствами.

Защита сосудов, аппаратов и трубопроводов от превышения в них давления выше расчетного должно осуществляться путем установки на них предохранительных клапанов или мембранных предохранительных устройств (пластин).

Защита сосудов, аппаратов и трубопроводов не предусматривается, если давление питающего источника не превышает расчетное давление и если исключена возможность повышения давления в сосуде и трубопроводе вследствие нагрева или химической реакции.

13.6.2. Трубопроводы большой протяженности (например, на эстакадах материальных трубопроводов), полностью заполненные СУГ с температурой перекачиваемой среды ниже 50 °С, имеющие запорную арматуру на концевых участках, в которых возможно превышение давления за счет теплового расширения находящейся в них жидкости от солнечной радиации или обогрева, должны быть защищены перепускными предохранительными клапанами. Трубопроводы с горючими жидкостями и ЛВЖ подлежат такой защите только при наличии на них обогревающих спутников.

Сбросы от перепускных предохранительных клапанов следует по возможности направлять в жидкостной трубопровод, этой же системы, связанный с емкостным аппаратом, имеющим паровую фазу над жидкостью.

Для обеспечения возможности ревизии перепускных предохранительных клапанов допускается установка до и после клапана запорной арматуры, опломбированной в открытом состоянии.

В "Общих данных" к проекту должно быть оговорено, что отключение перепускного клапана может производиться только на время его замены на работающей системе. Закрытие, открытие и опломбирование запорной арматуры должны производиться под наблюдением лица, ответственного за технику безопасности.

13.6.3. Расчет, выбор, установку и регулировку предохранительных клапанов следует производить в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов и аппаратов, работающих под давлением" [17], ГОСТ 12.2.085-82 ССБТ "Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности" [109], РД51-0220570-2-93. "Клапаны предохранительные. Выбор, установка, расчет" [110], каталогом "Промышленная трубопроводная арматура".

13.6.4. Расчет и установку предохранительных мембран (пластин) следует производить в соответствии с "Указаниями по применению мембранных предохранительных устройств" [15].

13.6.5. Давление настройки предохранительного клапана должно определяться в зависимости от величины расчетного давления и противодействия в системе сброса.

Для предохранительных устройств, давление открытия которых зависит от противодействия, следует принимать противодействие за предохранительными клапанами в системе сброса следующее:

для устройств со сбросом в факельную систему низкого давления - 0,05 МПа (0,5 кгс/см<sup>2</sup>) изб.;

для устройств со сбросом в факельную систему высокого давления - 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) изб.

В случае одной факельной системы на ГПЗ противодействие в системе сброса следует принимать равным 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>) изб., если меньшее давление не требуется по условиям технологии.

13.6.6. Использование предохранительных клапанов для регулирования технологического режима не допускается.

13.6.7. При установке предохранительных клапанов необходимо предусматривать возможность их снятия для производства ревизии, проверки и ремонта.

Периодичность ревизии и проверки устанавливается исходя из условий работы, коррозионности среды и т.д., но не реже чем:

а) для непрерывно действующих производств - 24 месяца на сосудах и аппаратах со средами, не вызывающими коррозию деталей затворов, при отсутствии возможности примерзания, прикипания и полимеризации (закупоривания) клапанов в рабочем состоянии,

- 6 месяцев на сосудах и аппаратах, работающих на коррозионных средах;

- 4 месяца на сосудах и аппаратах, работающих в условиях возможного коксования среды, образования твердого осадка внутри клапана, примерзания или прикипания затвора;

б) для промежуточных и товарных складов:

- 4 месяца для промежуточных и товарных емкостей хранения сжиженных углеводородных газов, а также ЛВЖ с температурой кипения до +45 °С;

- 12 месяцев для промежуточных и товарных емкостей хранения некоррозионных ЛВЖ с температурой кипения выше +45 °С и ГЖ при отсутствии возможности примерзания, прикипания и закупоривания клапанов в рабочем состоянии;

в) для периодически действующих производств:

- 6 месяцев при условии исключения возможности примерзания, прикипания или забивки рабочей средой;

- 4 месяца, на сосудах и аппаратах со средами, при которых возможно коксование, образование твердого осадка внутри клапана, примерзание или прикипание затвора.

13.6.8. На сосудах и аппаратах со взрывоопасными, взрывопожароопасными средами и веществами 1 и 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007-76 следует предусматривать установку резервных клапанов независимо от сроков ревизии предохранительных клапанов.

Сбросы от предохранительных клапанов (рабочих и резервных) необходимо направлять в закрытую систему на улавливание, на очистку или нейтрализацию, или на факельные установки на сжигание.

Допускается сбросы от предохранительных клапанов, устанавливаемых на сосудах и аппаратах с взрывоопасными, взрывопожароопасными средами, направлять непосредственно в атмосферу:

- при невозможности сброса в факельную систему (по температурным пределам, по давлению и т.п.) в обоснованных случаях;

- легкие углеводороды (метан-этановую смесь) с температурой ниже минус 30 °С и не содержащие сероводород.

13.6.9. Рабочий и резервный предохранительные клапаны должны иметь равную пропускную способность, обеспечивающую полную защиту сосуда от превышения давления выше расчетного (допустимого).

Для обеспечения ревизии и ремонта предохранительных клапанов до и после рабочего и резервного клапанов устанавливается отключающая арматура с блокировочным устройством, исключающим возможность одновременного закрытия арматуры на рабочем и резервном клапанах.

Настройка и регулировка предохранительных клапанов должны производиться в соответствии с ГОСТ 12.2.085-82.

13.6.10. Во всех случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса, сбросы от предохранительных устройств, установленных на сосудах со взрывоопасными, взрывопожароопасными и токсичными средами следует направлять в сосуды той же системы, но работающие под меньшим рабочим давлением, если это не вызывает опасных последствий или нарушений технологического режима. В этом случае непременно учитывается противодействие в этих сосудах и аппаратах, равное их расчетному (рабочему) давлению.

13.6.11. Сбросы жидких продуктов от предохранительных устройств, установленных на аппаратах без паровой фазы, на жидкостных трубопроводах и т.п. должны направляться в специальные емкости или в аппараты и трубопроводы этой же системы, работающие с меньшим расчетным давлением и снабженные предохранительными клапанами, установленными в зоне паровой фазы этих аппаратов. При отсутствии такой возможности допускается направлять сбросы в сепараторы сбросы от предохранительных клапанов. Подключение трубопровода от ПК в факельный коллектор должно быть максимально приближено к факельному сепаратору.

Давление настройки предохранительного клапана в этом случае следует устанавливать с учетом противодействия, равного рабочему давлению в системе сброса плюс гидравлическое сопротивление сбросного трубопровода.

13.6.12. В целях предотвращения скопления и замерзания влаги в хлопной стояк, около клапана, если возможна конденсация паров в нем, должны иметь дренажное отверстие диаметром 20 - 50 мм с трубопроводом для отвода жидкости без установки на нем запорной арматуры. Сброс жидкости направляется в факельный сепаратор или емкости.

### 13.7. Аппараты колонного типа

13.7.1. При проектировании колонных аппаратов следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и "Инструкцией по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением до 100 кг/см<sup>2</sup>" [11] (в объеме требований, не противоречащих настоящим нормам).

13.7.2. Выбор колонного массообменного аппарата должен производиться на основании материального и теплового балансов по данному аппарату.

13.7.3. Тип контактного массообменного устройства колонны (тарелка) выбирается в зависимости от нагрузки по паровой (газовой) и жидкостной фазам на контактное устройство и требований по диапазону изменения этих нагрузок.

13.7.4. Условия работы контактного устройства определяются в результате поэтапного расчета колонного аппарата и выбирается наиболее нагруженная тарелка по паровой (газовой) и жидкостной фазам.

13.7.5. На основании нагрузок на контактное устройство производится гидравлический расчет, в результате которого определяется диаметр колонного аппарата.

13.7.6. Если нагрузки на контактные устройства по газовой и жидкостной фазам значительно изменяются по высоте колонны,

то гидравлический расчет выполняется отдельно для верха и низа колонны и соответственно колонна выполняется из 2-х диаметров по высоте.

13.7.7. При выборе контактных устройств колонного аппарата рекомендуется выбирать контактные устройства с переливными устройствами, имеющими относительно больший диапазон устойчивой и эффективной работы по сравнению с контактными устройствами провального типа.

13.7.8. При проектировании аппаратов колонного типа:

- опорные обечайки в верхней части должны иметь вентиляционные отверстия, а в нижней части соответствующие отверстия для вводов труб от штуцеров днища и лазы диаметром не менее 450 мм;

- штуцеры на днищах вертикальных аппаратов, как правило, следует выводить за пределы опорных обечеек без промежуточных фланцевых соединений;

- крышки люков колонны должны быть оборудованы шарнирными устройствами для удобства их открытия;

- расположение штуцеров, люков и металлоконструкций в плане в пределах 3/4 окружности аппарата по всей его высоте;

- для возможности обслуживания и ремонта, а также заполнения адсорбентом, необходимо оснащать стационарными грузоподъемными средствами.

13.7.9. При работе колонного аппарата на средах, содержащих сероводород, аппарат должен отвечать "Техническим требованиям к конструкции и изготовлению сосудов и аппаратов и технологических блоков подготовки и переработки нефти и газа, содержащих сероводород" (РТМ26-02-63-83, [12]).

13.7.10. Остановка и пуск колонного аппарата в зимнее время должен проводиться в соответствии с "Регламентом проведения в зимнее время пуска, остановки и испытания на прочность аппаратов химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, а также промыслов и ГПЗ" [16].

### 13.8. Емкости

13.8.1. При проектировании емкостей следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [17] "Инструкцией по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением" до 100 кг/см<sup>2</sup>" (в объеме требований, не противоречащих настоящим нормам) [11].

13.8.2. Емкости должны быть оборудованы арматурой, обеспечивающей минимальные потери рабочей среды и безопасную их эксплуатацию.

13.8.3. Для контроля уровня жидкости, в зависимости от назначения и условий работы, емкости должны быть оснащены сигнализаторами или измерителем уровня с показаниями по месту и/или выводом в операторную.

### 13.9. Теплообменная аппаратура

13.9.1. При проектировании теплообменной аппаратуры необходимо руководствоваться нормами и ГОСТами на теплообменную аппаратуру, а также рекомендациями разработчиков.

13.9.2. В технически обоснованных случаях возможно применение специально разработанных теплообменных аппаратов.

13.9.3. При применении воды в количестве хладагента в кожухотрубчатых теплообменных аппаратах рекомендуется подавать воду по трубам, а в межтрубное пространство охлаждаемый продукт.

13.9.4. Если охлаждаемая среда требует чистки теплообменного аппарата, то применение аппаратов с U-образными трубами недопустимо.

13.9.5. Компоновка кожухотрубчатого теплообменника должна предусматривать возможность демонтажа трубки во время очистки и ремонта.

13.9.6. В случае, если давление среды в трубках аппарата превышает расчетное давление корпуса, то корпус теплообменного аппарата должен быть защищен предохранительным клапаном.

## 14. ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

### 14.1. Общие положения

14.1.1. Требования настоящих норм должны выполняться при проектировании технологических стальных трубопроводов с условным проходом до 1400 мм включительно, предназначенных для транспортирования жидких и газообразных веществ с различными физико-химическими свойствами, условным давлением до 10 МПа (100 кг/см<sup>2</sup>) и температурой от минус 150 °С до плюс 400 °С.

14.1.2. К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируются сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, воду, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские нефтепродуктопроводы и газопроводы, находящиеся на балансе предприятия.

14.1.3. При проектировании технологических трубопроводов ГПЗ, наряду с данными нормами, необходимо руководствоваться следующими нормативными документами: СНиП 3.05.05-84 [19], СНиП 2.04.07-86 [61], СНиП 2.04.08-87 [24], СН 527-80 [20], ПУ и БЭФ-91 [58], РД 38.13.004-86 [22], "Правилами устройства и безопасной эксплуатации поршневых компрессоров, работающих [7] на взрывоопасных и токсичных газах", "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов" [8], "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" [21], "Ведомственными указаниями по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности", ВУПГ-88 [6].

14.1.4. Классификацию трубопроводов в зависимости от свойства рабочих параметров среды определяют по табл. 1 инструкции СН 527-80 и потабл. 4 РД 38.13.004-86.

14.1.5. При отсутствии в этих таблицах необходимого сочетания параметров используют параметр, по которому трубопровод относят к более высокой категории.

14.1.6. Категорию трубопровода, по которому транспортируется смесь продуктов, устанавливают по компоненту, требующему отнесения трубопровода к более высокой категории.

#### **14.2. Требования к прокладке трубопроводов.**

14.2.1. Прокладка трубопроводов должна осуществляться в соответствии с требованиями глав СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

14.2.2. Выбор направлений трассировки трубопроводов должен соответствовать требованиям технологической схемы и условиям экономической целесообразности.

14.2.3. Трассы трубопроводов следует проектировать вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек. Внутри производственных кварталов трассы трубопроводов следует проектировать параллельно линиям застройки.

14.2.4. В местах прокладки трубопроводов следует предусматривать возможность беспрепятственного перемещения средств пожаротушения, а также подъемных механизмов и оборудования.

14.2.5. При прокладке трубопроводов по территории, не подлежащей застройке, в случае необходимости, следует предусматривать устройство специальной дороги с целью использования ее в период строительства и эксплуатации трубопроводов.

14.2.6. При выборе геометрической схемы трасс необходимо предусматривать возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов, за счет использования поворотов трасс. Повороты трасс следует выполнять, как правило, под углом 90°, но не менее 60° как исключение, и в обоснованных случаях допускается угол в 45°.

14.2.7. При проектировании в местах поворотов трассы следует предусматривать возможность перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления и других нагрузок. Ширина полосы, отводимой для строительства трубопроводов, определяется:

при надземной прокладке - шириной траверса эстакад,

при подземной прокладке - габаритами узлов или камер.

14.2.8. При совместной прокладке трубопроводов и электрических коммуникаций, а также при назначении расстояний между ними следует руководствоваться главой СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий, а также "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ)" [39].

14.2.9. Расстояние от зданий, сооружений и других объектов до межплощадочных, технологических трубопроводов, транспортирующих горючие искиженные углеводородные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должно быть не менее указанных в табл. 4 ВУПП-88 [6].

14.2.10. Под межплощадочными технологическими трубопроводами с горючими продуктами установка оборудования не допускается. Емкости для дренирования жидкости из трубопроводов и насосы к ним должны размещаться вне габаритов эстакады.

Расстояние от трубопроводов до указанного оборудования не нормируется.

14.2.11. Прокладка транзитных трубопроводов с взрывопожароопасными продуктами под наружными установками, зданиями, а также через них не допускается. Это требование не распространяется на уравнительные и дыхательные трубопроводы, проходящие над резервуарами.

#### **ПРИМЕЧАНИЕ.**

Транзитными трубопроводами по отношению к зданиям или наружным установкам считаются те трубопроводы, которые прокладываются через эти здания или наружные установки, но не используются в них.

14.2.12. При прокладке внутриплощадочных технологических эстакад между отделениями, входящими в установку, эстакада может примыкать к одному отделению, а расстояние между эстакадой и другим отделением должно быть не менее 15 м и приниматься от крайнего трубопровода эстакады.

14.2.13. Технологические трубопроводы с горючими искиженными углеводородными газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями на входе и выходе с территории предприятия должны иметь отключающие устройства в пределах территории предприятия на случай аварии.

14.2.14. Трубопроводы групп А и Б, прокладываемые между смежными предприятиями промышленного узла, а также между производственной зоной и зоной товарно-сырьевых складов (парков) предприятия, должны располагаться от зданий общественного питания, здравоохранения, административных, учебных, культурного обслуживания и других зданий с массовым скоплением людей на расстоянии не менее 50 м при надземной прокладке и не менее 25 м при подземной прокладке.

14.2.15. Трубопроводы следует проектировать с уклоном, обеспечивающим возможно полное опорожнение их в технологическую аппаратуру или дренажные емкости. Уклоны трубопроводов следует принимать, как правило, не менее:

для легкоподвижных жидких веществ - 0,002

для газообразных веществ - 0,003

для высоковязких и застывающих веществ - 0,02.



В обоснованных случаях допускается прокладка трубопроводов меньшими уклонами или без уклона, но при этом должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

#### 14.3. Требования к конструкции трубопроводов.

14.3.1. Принятая в проекте конструкция трубопровода должна обеспечивать:

- безопасную и надежную эксплуатацию в пределах нормативного срока;
- ведение технологического процесса в соответствии с проектными параметрами;
- производство монтажных и ремонтных работ промышленным методом с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю и термической обработке сварных швов и испытанию;
- защиту трубопровода от коррозии, вторичных проявлений молнии и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных, гидратных и других пробок в трубопроводе;
- возможность надзора за техническим состоянием трубопровода.

14.3.2. Выбор диаметра трубопроводов должен производиться на основании гидравлического расчета и с учетом его производительности, а также вязкости транспортируемого продукта.

14.3.3. При определении диаметров технологических трубопроводов необходимо принимать рекомендуемые скорости движения потоков по трубам, приведенные в табл. 6.

Таблица 6

Наименование продукта и трубопровода	Рекомендуемая скорость, м/с
Газ горючий	5 - 20
Конденсат газовый нестабильный напорных трубопроводов при движении самотеком	1,5 - 3,0/1,0 - 1,2 0,1 - 0,5
Вязкие жидкости:	
при вязкости 0,000001 - 0,000006 м <sup>2</sup> /с (0,01 - 0,06 см <sup>2</sup> /с)	2,5/1,5
При вязкости 0,000006 - 0,000012 м <sup>2</sup> /с (0,06 - 0,12 см <sup>2</sup> /с)	2,2/1,4
При вязкости 0,000012 - 0,000072 м <sup>2</sup> /с (0,12 - 0,72 см <sup>2</sup> /с)	1,5/1,2
При вязкости 0,000072 - 0,000146 м <sup>2</sup> /с (0,72 - 1,46 см <sup>2</sup> /с)	1,2/1,1
При вязкости 0,000146 - 0,000438 м <sup>2</sup> /с (1,46 - 4,38 см <sup>2</sup> /с)	1,1/1,0
При вязкости 0,000438 - 0,000977 м <sup>2</sup> /с (4,38 - 9,77 см <sup>2</sup> /с)	1,0/0,8
Газ в приемном коллекторе поршневого компрессора	до 10,0
Газ в приемном газопроводе центробежного компрессора	до 15,0
Газ в нагнетательном газопроводе компрессора	до 20,0
Сжиженные газы во всасывающих трубопроводах насосов	до 1,2
Сжиженные газы в нагнетательных трубопроводах насосов	до 3,0
Топливный газ (к печам, котлам и пр.)	до 40,0
Жидкость (нефть, эмульсия, реагенты):	
во всасывающих трубопроводах насосов	0,2 - 1,0
в нагнетательных трубопроводах насосов	1,2 - 3,0
в самотечных трубопроводах между аппаратами	0,2 - 0,5
Вода:	
в трубопроводах циркуляционных систем охлаждения	до 2,0/1,0
в трубопроводах напорной канализации	1,0 - 1,5
в трубопроводах самотечной канализации	0,6 - 1,0
в трубопроводах подпитки котлоагрегатов	1,5 - 2,5/1,0 - 2,0
Пар водяной:	
насыщенный	15,0 - 60,0
перегретый	50,0 - 70,0
Конденсат водяной	0,5 - 1,5
Сжатый воздух	7,5 - 12,5/5,5 - 10,0
Ингибиторы в трубопроводах	до 3,0
Масла смазочные	0,8 - 1,2/0,2 - 0,3
Насыщенные растворы аминов	0,6 - 0,9
Сероводородосодержащий газ	не выше 10,0

ПРИМЕЧАНИЕ: В числителе и знаменателе дробных значений в таблице 6 даны скорости соответственно для нагнетательных и всасывающих трубопроводов.

14.3.4. При проектировании технологических трубопроводов и тепловых сетей следует применять следующие способы прокладки трубопроводов:

- надземный (на установках, на отдельно-стоящих высоких и низких опорах);
- подземный (в полупроходных, непроходных каналах, в тоннелях или, в виде исключения, в грунте).

14.3.5. Размещение и способы прокладки трубопроводов должны обеспечивать безопасность их эксплуатации и возможность производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации.

14.3.6. Как правило, следует проектировать надземную прокладку на несгораемых опорах и эстакадах. Предел огнестойкости колонн эстакад на высоту первого яруса должен быть не менее 1 часа.

Подземная прокладка технологических трубопроводов (кроме трубопроводов воды и дренажных, связанных с подземными емкостями) может быть допущена только в обоснованных случаях. Для трубопроводов, транспортирующих горючие газы, сжиженные газы (независимо от парциального давления насыщенных паров) и ЛВЖ (независимо от температуры кипения), как правило, разрешается только надземная прокладка. Для перечисленных сред допускается прокладка всасывающих трубопроводов к насосам в непроходных каналах, засыпаемых сухим песком и перекрываемых плитами.

14.3.7. Трубопроводы, прокладка которых не может быть выполнена надземно (например, дренажные и всасывающие трубопроводы к насосам), разрешается в пределах одной установки прокладывать в непроходных каналах или непосредственно в грунте. При этом, в непроходных каналах должны прокладываться трубопроводы, требующие наблюдения и трубопроводы с фланцевыми разъемами (связками, застывающими или кристаллизирующими средствами), а непосредственно в грунте можно прокладывать только трубопроводы, не требующие наблюдения и не имеющие фланцевых соединений.

14.3.8. Бесканальная (в грунте) прокладка допускается, как правило, для одиночных трубопроводов групп Бб и В с рабочей температурой транспортируемого вещества не выше 150 °С. При этом в местах поворотов трубопроводов, имеющих тепловую изоляцию, следует предусматривать каналы и специальные компенсаторные ниши.

14.3.9. Глубина заложения трубопровода (от поверхности земли до верха трубы или теплоизоляционной конструкции) в местах, где не предусматривается движение транспортных средств, должна быть не менее 0,6 м, а на остальных участках принимается из условия расчета трубопровода на прочность.

14.3.10. Трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества должны располагаться на 0,1 м ниже глубины промерзания с уклоном к конденсатосборникам, технологической аппаратуре или дренажным емкостям.

14.3.11. По возможности следует избегать пересечения и сближения до расстояний менее 11 м подземных трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированных (на постоянном токе) дорог и другими источниками блуждающих токов.

14.3.12. В стесненных условиях допускается уменьшение указанного расстояния при условии применения соответствующей защиты от блуждающих токов.

14.3.13. При одновременной прокладке в одной траншее двух и более трубопроводов их следует располагать в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету следует принимать при условных диаметрах трубопроводов:

до 300 мм - не менее 0,4 м

более 300 мм - не менее 0,5 м.

14.3.14. Подземные трубопроводы следует монтировать только на сварных соединениях, за исключением присоединения фланцевой или муфтовой арматуры и фланцевых заглушек.

Арматуру и фланцевые заглушки на подземных трубопроводах необходимо устанавливать в специальных подземных камерах и колодцах. Вне камеры колодцев можно размещать только приварные заглушки.

14.3.15. Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии специальной усиленной противокоррозионной изоляцией согласно ГОСТ 9.602-89.

14.3.16. В непроходных каналах допускается прокладывать трубопроводы группы В, а также трубопроводы, транспортирующие вязкие, легкозастывающие и горючие жидкости (мазут, масло и т.п.) группы Бв. При этом допускается их совместная прокладка, в том числе с трубопроводами сжатого воздуха и инертных газов с давлением не более 1,6 МПа, а также с тепловыми сетями, за исключением паропроводов I категории.

14.3.17. Не допускается в непроходных каналах прокладка трубопроводов, транспортирующих углеводороды, совместно с паропроводами, а также с силовыми осветительными и телефонными кабелями.

14.3.18. Допускается прокладка в каналах и тоннелях трубопроводов группы В совместно с силовыми, осветительными и телефонными кабелями с учетом требований Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [39].

14.3.19. Каналы и лотки, перекрытые плитами, в которых прокладываются технологические трубопроводы, должны быть выполнены из несгораемых материалов и иметь через каждые 80 м гравийные или песчаные переемы длиной не менее 4 м и уклон к колодцам, присоединенным через гидравлический затвор к канализации.

14.3.20. Прокладка трубопроводов в полупроходных каналах допускается только на отдельных участках трассы, протяженностью не более 100 м, в основном при пересечении трубопроводами групп Бв и В внутри заводских железнодорожных путей и автодорог с усовершенствованным покрытием. При этом в полупроходном канале должен быть предусмотрен проход шириной не менее 0,6 м и высотой не менее 1,5 м до выступающих конструкций. На концах канала должны быть предусмотрены выходы и люки.

14.3.21. В тоннелях должен предусматриваться проход шириной, равной диаметру наибольшей трубы плюс 100 мм, но не менее 0,7 м и высотой не менее 1,8 м до выступающих конструкций.

Допускается местное, длиной не более 4 м, снижение высоты прохода до 1,5 м.

14.3.22. Прокладку трубопроводов на эстакадах, высоких и низких опорах следует применять при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ.

14.3.23. Прокладка трубопроводов на эстакадах может применяться в один, два или более ярусов.

Высота между ярусами должна приниматься из условий удобства обслуживания прокладываемых трубопроводов, но должна быть не менее 1,2 м.

14.3.24. Расстояние между прокладываемыми параллельно трубопроводами, а также между трубопроводом и строительными конструкциями как по горизонтали, так и по вертикали следует выбирать с учетом возможности сборки, осмотра, нанесения тепловой изоляции и ремонта трубопроводов, а также смещения трубопроводов при температурной

деформации, которая должна приниматься по табл. 38. РД 38.13.004-86 [22.] и СН 527-80 [20].

14.3.25. При прокладке по эстакадам трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), должны предусматриваться проходные мостики шириной не менее 0,9 м и через каждые 200 м лестницы.

14.3.26. При прокладке трубопроводов на эстакадах сколичеством ярусов два и более необходимо:

- трубопроводы кислот и агрессивных веществ прокладывать на самых нижних ярусах;
- трубопроводы групп Ба и Бб прокладывать в верхнем ярусе и, по возможности, у края эстакады.

14.3.27. Трубопроводы с веществами, смешений которых может вызвать взрыв или пожар, прокладываются на максимально возможном удалении друг от друга.

14.3.28. Неизолированные трубопроводы с сжиженными углеводородными газами и трубопроводы, транспортирующие горячую среду, следует располагать на противоположных сторонах яруса эстакады. Эти требования не распространяются на обогревающие спутники рядом лежащих трубопроводов.

14.3.29. В целях использования несущей способности трубопроводов допускается закреплять к ним трубопроводы меньших диаметров обязательным расчетом труб большого диаметра за допустимый прогиб.

14.3.30. Не разрешается закреплять трубопроводы малых диаметров к трубопроводам:

- транспортирующим высокоагрессивные, ядовитые, токсичные вещества и сжиженные газы (т.е. групп А, Ба, Бб);
- работающие под давлением от 6,3 МПа ( $63 \text{ кгс/см}^2$ ) и выше;
- при температуре транспортируемой среды выше  $+300 \text{ }^\circ\text{C}$  и ниже  $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- если температура самовоспламенения веществ в прикрепляемом трубопроводе ниже 0,8 значения температуры веществ в несущем трубопроводе.

14.3.31. Опоры и подвески для трубопроводов следует располагать по возможности ближе к арматуре, тройникам и другим сосредоточенным нагрузкам, а также к местам поворотов трассы.

14.3.32. В проекте должны быть указаны данные по регулировке пружинных опор и подвесок.

14.3.33. Для уменьшения трения между опорами и несущими конструкциями на трубопроводах диаметров 300 мм и более, при прокладке их на отдельно стоящих опорах, рекомендуется применять катковые опоры, при этом угол трубопровода должен быть не более  $0,05/r$ , где 0,05 - плечо трения качения по поверхности соприкосновения с корпусом и опорной плитой в см, r - радиус ролика в см.

14.3.34. Опоры трубопроводов, подверженных вибрации, следует принимать тугоподвижными (с хомутами) и располагать на специальных фундаментах или грунте. Подвески для этих трубопроводов допускается предусматривать только в качестве дополнительных способов крепления.

14.3.35. При применении подвесок в проекте должна быть указана длина тяг в пределах от 150 до 2000 мм кратно 50 мм.

14.3.36. Технологические трубопроводы и металлические защитные покрытия теплоизоляции следует защищать от вторичных проявлений молнии и статического электричества в соответствии с требованиями, предусмотренными указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений, а также специальными отраслевыми правилами.

14.3.37. Надземные трубопроводы на эстакадах или отдельно стоящих опорах должны прокладываться с учетом пересечений их дорогами или проходами. В местах пересечений трасс трубопроводов с дорогами или проходами расстояние по высоте до низа труб или металлических конструкций должно быть не менее:

- для железных дорог - 5,6 м от головки рельса;
- для автомобильных дорог - 5,0 м от верха покрытия;
- для пешеходных проходов - 2,2 м от верха покрытия.

14.3.38. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должно быть не менее, м:

- до оси железнодорожного пути нормальной колеи - 2,45;
- до бордюра автодороги - 1,0.

14.3.39. При прокладке трубопроводов на эстакадах или высоких опорах допускается размещать над проездами или дорогами П-образные компенсаторы, при невозможности или нецелесообразности их размещения в других местах. В случае необходимости устройства отдельно-стоящих опор под П-образными компенсаторами, для них на совмещенном плане коммуникаций должны предусматриваться специальные места.

14.3.40. При надземном пересечении вне территории предприятий технологическими трубопроводами с горючими и сжиженными углеводородными газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями железнодорожных и трамвайных путей, троллейбусных линий и автомобильных дорог общего назначения, под трубопроводами должны устраиваться защитные металлические решетки, выступающие на расстояние не менее 15 м от оси крайнего пути и 10 м от бордюра земляного полотна автомобильных дорог. Трубопроводы в этих местах не должны иметь арматуру и разъемные соединения.

14.3.41. При подземном пересечении технологическими трубопроводами с указанными продуктами внутризаводских железнодорожных путей, автомобильных дорог и проездов трубопроводы должны быть заложены в футляры из стальных труб диаметром на 100 - 200 мм больше диаметров прокладываемых в них трубопроводов, и выступать на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или от края проезжей части автодороги.

14.3.42. Пересечения эстакад с воздушными линиями электропередач, необходимо выполнять в соответствии с ПУЭ [39].

Воздушные линии электропередач на пересечениях с эстакадами должны проходить только над трубопроводами.

Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередач (нижних проводов с учетом их провисания), следует принимать в зависимости от напряжения:

Напряжение, кВ	до 1	от 1 до 20	от 35 до 110	150	220
Расстояние над трубопроводом, м	1,0	3,0	4,0	4,5	5,0

14.3.43. Над технологическими трубопроводами, проходящими под линиями электропередач, необходимо предусматривать защитные устройства, предотвращающие попадание электропроводов при их обрыве на трубопроводы. Эти защитные устройства должны выступать за крайние провода линии электропередач не менее, чем на 5 м и быть из несгораемых материалов.

14.3.44. Расстояние по вертикали от железнодорожных путей или линий электропередач до технологических трубопроводов следует принимать до защитных устройств этих трубопроводов.

14.3.45. Прокладку трубопроводов на отдельно стоящих низких опорах следует принимать только в один ярус, при этом расстояние по высоте от уровня земли до низа труб должно быть не менее 200 мм.

14.3.46. Внутриплощадочные трубопроводы и арматуру необходимо размещать с учетом необходимых проходов, в соответствии с действующими нормами техники безопасности. Трубопроводы, прокладываемые вдоль стен внутри здания, не должны пересекать оконные и дверные проемы.

14.3.47. При расположении и креплении технологических трубопроводов в зданиях следует учитывать возможность свободного перемещения подъемно-транспортных устройств.

14.3.48. Не допускается прокладка трубопроводов с горючими, токсичными и агрессивными средами внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений, в помещениях электrorаспределительных устройств, электроустановок, щитов автоматизации, вентиляционных камер, тепловых пунктов, а также на путях эвакуации персонала (лестничных клетках, коридорах и т.п.).

14.3.49. Трубопроводы не должны проходить через стены, разделяющие помещения категории А и Б от помещений категорий В, Г и Д. Такая прокладка возможна только в особых случаях, когда это вызывается требованиями технологического процесса. Такие случаи должны быть обоснованы в технологической части проекта. При этом со стороны ввода должна быть отключающая арматура.

14.3.50. В местах прохождения через стены, перекрытия, перегородки технологические трубопроводы должны быть заключены в стальные гильзы из труб, внутренний диаметр которых на 10 - 20 мм больше наружного диаметра трубопроводов или тепловой изоляции. Зазор между трубопроводом и гильзой с обоих концов должен быть заполнен несгораемым материалом, допускающим перемещение трубопровода вдоль его продольной оси. Гильзы должны быть жестко заделаны в строительной конструкции.

Размещать сварные стыки трубопровода внутри гильз не допускается.

14.3.51. Внутриплощадочные трубопроводы с условным проходом до 100 мм допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

14.3.52. Внутриплощадочные трубопроводы с условным проходом до 200 мм допускается прокладывать по несгораемым участкам несущих стен производственных зданий.

14.3.53. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных или дверных проемов (за исключением зданий, имеющих сплошное остекление).

Не допускается прокладка трубопроводов по стенам и ограждающим конструкциям, сбрасываемым при воздействии взрывной волны.

14.3.54. При надземной групповой прокладке трубопроводов в стенах и перекрытиях должны предусматриваться проемы с зазором не менее 100 мм.

14.3.55. Заделку зазоров между трубопроводами, а также трубопроводами и строительными конструкциями следует предусматривать плотными эластичными материалами.

14.3.56. Трубопроводы следует проектировать с учетом компенсации удлинений от изменения температуры стенок труб и воздействия внутреннего давления.

14.3.57. В тех случаях, когда проектом предусматривается продувка трубопровода паром или промывка горячей водой, компенсирующая способность трубопровода должна быть рассчитана на эти условия.

14.3.58. Для восприятия температурных удлинений и укорочений, возникающих от внутреннего давления, должна быть использована самокомпенсация удлинений за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов.

14.3.59. Установку на трубопроводах П-образных, линзовых и волнистых компенсаторов следует предусматривать при невозможности компенсации удлинений за счет самокомпенсации.

14.3.60. Установка сальниковых компенсаторов на трубопроводах категорий А и Б не допускается.

14.3.61. Установка П-образных компенсаторов должна предусматриваться, как правило, в горизонтальном положении с соблюдением уклона трубопровода. При техническом обосновании допускается установка этих компенсаторов с соответствующими дренажными устройствами и воздушниками в любом положении.

14.3.62. При надземной прокладке трубопроводов П-образные компенсаторы допускается размещать над другими коммуникациями.

14.3.63. В проекте должны быть указаны места и величины необходимой предварительной растяжки или сжатия соответствующих участков трубопроводов и компенсаторов, а также величина и направление предварительного смещения подвижных опор и подвесок.

14.3.64. Для расчета поправок на температурные условия в момент монтажа трубопровода в проекте должна быть указана расчетная температура, для которой определена величина растяжки или сжатия компенсаторов трубопроводов.

14.3.65. При необходимости продувки и дренажа трубопроводов на них должны быть предусмотрены специальные устройства.

14.3.66. Дренажные устройства постоянного действия следует предусматривать на газопроводах, в которых возможно образование конденсата в процессе эксплуатации.

14.3.67. В качестве дренажных устройств могут предусматриваться конденсатоотводчики, гидравлические затворы и т.п.

14.3.68. Отбор конденсата должен предусматриваться из специального штуцера-кармана, привариваемого к трубопроводу. Отвод конденсата должен производиться, как правило, в закрытые системы.

14.3.69. В качестве дренажных устройств периодического действия должны предусматриваться сливные штуцеры с запорной арматурой и приспособлениями для подсоединения постоянных или съемных труб или шлангов.

14.3.70. При этом слив конденсата должен производиться в специальные стационарные или передвижные емкости.

14.3.71. Конденсатоотводящие устройства, конденсатосборники и дренажные трубопроводы, размещаемые на открытом воздухе, должны быть защищены от замерзания.

14.3.72. В необходимых случаях на трубопроводах должны предусматриваться специальные штуцеры-воздушники, размещаемые в верхних точках трубопровода, а при необходимости продувки их в технологическую аппаратуру - в начальных и конечных точках трубопровода, за исключением случаев, когда возможно использование в качестве воздушников штуцеров аппаратов.

14.3.73. Диаметры дренажных устройств и воздушников рекомендуется принимать в соответствии с Приложением № 3 СН 527-80 [20].

14.3.74. Обязанность трубопроводов должна обеспечивать аварийное опорожнение их в дренажные, технологические, складские или аварийные емкости, а также возможность продувки трубопроводов перед ремонтом.

14.3.75. Расчет трубопроводов на прочность следует осуществлять в соответствии с требованиями инструкций по расчету стальных трубопроводов различного назначения.

14.3.76. При выборе материалов и изделий для трубопроводов необходимо руководствоваться требованиями и рекомендациями "Инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов  $P_y$  до 10,0 МПа" СН 527-80 [20], дополнением к этой инструкции "Оптимальный сортамент труб из углеродистой и низколегированной стали для технологических трубопроводов на  $P_y$  до 10,0 МПа", "Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности", а также "Руководящим документом по эксплуатации и ремонту технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа" РД 38.13.004-86 [22].

14.3.77. При выборе трубопроводной арматуры необходимо руководствоваться требованиями и рекомендациями "Инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов  $P_y$  до 10,0 МПа" СН 527-80 [20] и "Руководящего документа по эксплуатации и ремонту технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа" РД 38.13.004-86 [22].

Выбранный тип и быстрдействие запорного и (или) отсекающего устройства должны обеспечивать:

- минимальный выброс в окружающую среду горючих и взрывоопасных веществ при аварийной разгерметизации технологического блока, определяемый с учетом расчетной количественной оценки его относительного энергетического потенциала взрывоопасности;

- условия безопасного отсечения потока и исключения гидравлического удара.

14.3.78. Испытание трубопроводов необходимо предусматривать в соответствии с требованиями раздела 8 СН 527-80 и раздела 14 РД 38.13.004-86 [22].

14.3.79. Теплоизоляцию трубопроводов предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.14-88. Она должна быть из негорючих материалов и защищена от разрушения.

14.3.80. Температура наружных поверхностей оборудования и трубопроводов или кожухов их теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, используемого на установке, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна быть не более 45 °С внутри помещений и 60 °С - на наружных установках.

#### **14.4. Требования к предохранительным клапанам и факельным трубопроводам.**

14.4.1. При размещении предохранительных клапанов на аппаратах необходимо предусматривать свободный доступ к ним для обслуживания, а также обеспечивать возможность их монтажа и демонтажа в условиях действующего цеха.

14.4.2. Предохранительные клапаны должны устанавливаться непосредственно на патрубках (штуцерах) аппаратов, в наиболее высокой части сосуда (аппарата) с таким расчетом, чтобы в случае открытия (срабатывания) клапана из сосуда в первую очередь удалялись пары и газы.

14.4.3. Если по конструктивным особенностям это выполнить невозможно, предохранительный клапан может быть установлен в непосредственной близости от аппарата, на трубопроводе или специальном патрубке, присоединенном к аппарату.

14.4.4. Диаметр штуцера на аппарате и трубопроводе, предназначенного для установки рабочего предохранительного клапана, должен быть не менее диаметра входного патрубка клапана (т.е. Ду предохранительного клапана).

14.4.5. При установке на одном патрубке (трубопроводе) нескольких предохранительных клапанов площадь поперечного сечения патрубка (трубопровода) должна быть не менее 1,25 суммарной площади сечений клапанов, установленных на нем.

Количество предохранительных клапанов определяется по формуле:

$$n = \frac{F}{f_c}$$

где:  $n$  - количество предохранительных клапанов;

$F$  - необходимая площадь сечения клапана, мм<sup>2</sup>;

$f_c$  - площадь проходного сечения выбранного клапана, мм<sup>2</sup>.

Если получится больше единицы, следует принять клапан большего диаметра или установить несколько предохранительных клапанов меньшего диаметра. В этом случае предохранительные клапаны рекомендуется устанавливать одинакового условного прохода.

14.4.6. При установке предохранительного клапана необходимо обеспечить максимальное снижение вертикальных и горизонтальных усилий на фланцы клапана, вызывающих в нем механические напряжения.

14.4.7. Кроме того, необходимо обеспечить отсутствие вибрации впускных и выхлопных трубопроводов предохранительного клапана.

14.4.8. Выполнение вышеуказанных требований достигается правильным подбором креплений впускных и выхлопных трубопроводов, а также обеспечением гибкости системы этих трубопроводов.

14.4.9. Крепления предохранительных клапанов должны быть рассчитаны на нагрузки от веса предохранительных клапанов и реактивных сил, возникающих при срабатывании клапана.

14.4.10. Запрещается устанавливать предохранительные клапаны на участках трубопроводов, в которых наблюдается чрезмерная турбулентность.

14.4.11. Расстояния от устройств, вызывающих турбулентность, которые должны быть выдержаны при установке предохранительных клапанов на трубопроводах, приведены в таблице 6а.

Таблица 6а

№№ пп	Устройство, вызывающее турбулентность	Минимальное число диаметров прямых труб
1.	Регулятор или шаровой кран	26
2.	Два колена или изгиба в разных плоскостях	20
3.	Два колена или изгиба в одной плоскости	15
4.	Одно колено или изгиб	10

14.4.12. Внутренний диаметр выхлопной трубы рабочего предохранительного клапана должен быть не менее внутреннего диаметра выходного штуцера клапана. В случае объединения выхлопных труб от нескольких предохранительных клапанов, установленных на одном сосуде (аппарате) и рассчитанных на одновременную параллельную работу, площадь сечения выхлопного коллектора должна определяться расчетом, но приниматься не менее суммы площадей выхлопных патрубков этих клапанов.

14.4.13. Выхлопные трубы от каждого предохранительного клапана до коллектора, к которому они подключаются, при необходимости должны быть теплоизолированы и обогреты, чтобы избежать конденсации, кристаллизации, застывания и забивания проходного сечения в зависимости от химического состава, физических свойств и температуры сбрасываемого продукта.

14.4.14. Стояки, отводящие сбросы от предохранительных клапанов непосредственно в атмосферу, также при необходимости теплоизолируются и обогреваются.

14.4.15. Теплоизоляция должна быть из негорючих материалов.

14.4.16. В целях предотвращения замерзания влаги конструкция выхлопного стояка от предохранительных клапанов в атмосферу должна исключать возможность попадания в него атмосферных осадков и воздействия реактивных сил при срабатывании клапана (например, Т-образный).

14.4.17. Выхлопной стояк около клапана, если возможен конденсация паров в нем, должен иметь дренажное отверстие диаметром 20 - 50 мм трубопроводом для отвода жидкости без установки на нем запорной арматуры.

14.4.18. Выхлопные стояки в атмосферу от предохранительных клапанов с вредными и взрывоопасными веществами должны выводиться на высоту не менее 5 м от наиболее высокой точки здания или обслуживаемых площадок аппаратов наружной установки и размещаться по периметру в безопасном месте на максимальном возможном расстоянии от воздухозаборных труб вентсистем, 30 м от вспомогательных помещений, а также с учетом ветров преимущественного направления.

14.4.19. Выхлопные трубы от предохранительных клапанов со сжатыми и взрывоопасными продуктами, должны находиться в зоне грозозащиты.

14.4.20. Горизонтальные участки объединенных коллекторов сброса паров после предохранительных клапанов должны прокладываться с уклоном и в нижней точке иметь дренажное устройство.

Врезку сбросных трубопроводов от предохранительных клапанов в коллектор следует предусматривать сверху.

Гидравлические мешки на этих трубопроводах не допускаются. Сбор жидкости осуществлять в емкости.

14.4.21. Факельные коллекторы и трубопроводы должны удовлетворять требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем" [58].

14.4.22. Устройство колодцев, приемков и других заглублений, а также размещение емкостей газового конденсата

(сепараторы и другоеоборудование) в пределах ограждения территории вокруг факела не допускается.

## **15. АВТОМАТИЗАЦИЯТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

### **15.1.Общие требования**

15.1.1. Проектируемые системы контроля и управления (СУ), втом числе поставляемые комплектно с оборудованием, должны отвечать требованиямнастоящих норм, действующей нормативно-технической документации, обеспечитьведение процесса без постоянного присутствия персонала в зоне оборудования,заданное качество продукции, экологическую безопасность производства,безопасные условия труда и минимальное количество ручных операций.

15.1.2. Для основных технологических установок ГПЗ следуетпредусматривать централизацию управления из единого центрального помещенияуправления (ЦПУ).

15.1.3. Объем автоматики по каждому из технологическихобъектов ГПЗ должен определяться руководящим документом "Основныеположения по автоматизации ГПЗ" [40].

15.1.4. Для сложного технологического оборудования(компрессоры, турбодетандеры, АВО, и т.д.), поставляемого комплектно с системойавтоматики (СА), в проекте выполняется ее привязка.

### **15.2. Требования к системе управления технологическимипроцессами.**

15.2.1. Выбор системы управления по структуре, надежности,быстродействию, качеству измерительных систем и другим техническимхарактеристикам осуществляется проектной организацией, если это не оговореноЗаказчиком, с учетом особенностей технологического процесса, еговзрывоопасности, количества контролируемых параметров.

Возможны следующие варианты СУ:

- щитовой вариант системы управления на приборных средствахЖКА (электронных, микропроцессорных, пневматических);
- автоматизированная, распределенная (децентрализованная)система управления (АСУТП) на базе микропроцессорных средств;
- комбинированный вариант системы управления, когдасовмещаются щитовой вариант и распределенная СУ.

15.2.1.1. В случае щитового варианта СУ диалог оператора спроцессом ведется через оперативный щит, где информация представляетсцифровыми, стрелочными, самопишущими приборами и сигнальной аппаратурой,регулирование параметров процесса и управление оборудованием ведется отдельныминезависимыми контурами.

15.2.1.2. Распределенная (децентрализованная) системауправления (АСУТП), строится по иерархическому принципу и состоит из несколькихуровней:

- нижний уровень - уровень технологического процесса,содержащий датчики контроля параметров, исполнительные механизмы, средстваавтоматической защиты, микропроцессорные станции управления процессом;
- средний уровень - уровень контроля и управления,содержащий рабочие места оператора-технолога для осуществления диалога спроцессом, рабочее место сменного инженера и ЭВМ процесса (если это необходимо);
- верхний уровень - уровень диспетчера предприятия(необходимость разработки определяется заданием заказчика).

15.2.2. Системы автоматики сложного технологическогооборудования (компрессоров, турбодетандеров, АВО, и т.д.), поставляемыекомплектно, должны быть локальными подсистемами в иерархии АСУТП с возможностьюуправления с рабочего места оператора-технолога (РМОТ).

15.2.3. При проектировании ГПЗ, для которого принятараспределенная система управления, проект автоматизации является составнойчастью раздела "Техническое обеспечение АСУТП".

### **15.3. Функции системы управления**

15.3.1. При проектировании системы управления ГПЗ необходимообеспечить выполнение ею следующих функций:

- контроль и регулирование параметров;
- сигнализацию аварийную и предаварийную отклоненияпараметров от допустимых пределов;
- управление (автоматическое и дистанционное) и сигнализациюсостояния технологического оборудования и запорной арматуры;
- местную индикацию необходимых технологических параметров;
- программное управление циклическими процессами;
- автоматическое включение резервного оборудования (где необходимо);
- автоматический контроль качества продуктов поточнымианализаторами;
- коммерческий учет сырья и готовой продукции (где необходимо);
- противоаварийную защиту (ПАЗ), подробно см. п. 15.5.

### **15.4. Требования к комплексу технических средств (КТС)системы управления.**

15.4.1. Комплекс технических средств системы управленияпринимается проектной организацией по согласованию с заказчиком.

15.4.2. Приборы и средства автоматизации, предназначенные для монтажа во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащиту, соответствующую категории и группе взрывоопасных смесей проектируемого объекта.

15.4.3. Приборы, регулирующая арматура, устанавливаемые на открытых площадках, должны иметь характеристики, позволяющие их эксплуатацию при абсолютных минимальных температурах площадки строительства без дополнительного обогрева. Применение КИПиА, требующих обогрева, допускается только в обоснованных случаях. Применение пара для шкафов КИПиА не допускается.

15.4.4. Для контроля параметров, как правило, должны использоваться электронные датчики с нормализованными выходными сигналами.

Приборы с ртутным заполнением и радиоизотопные приборы в системах управления применять не рекомендуется.

15.4.5. Все средства измерения: электрические, пневматические, электронные, микропроцессорные, используемые в системе управления, должны быть аттестованы организациями Госстандарта России.

Требование об аттестации Госстандартом, как правило, должно выставляться и к средствам измерения, закупаемым по импорту.

15.4.6. Приборы и средства автоматизации, предназначенные для эксплуатации в атмосфере среды, постоянно содержащей сероводород в объеме, превышающем  $3 \text{ мг/м}^3$  в смеси с углеводородными газами и  $10 \text{ мг/м}^3$  в случае наличия только сероводорода, должны иметь коррозионностойкое исполнение.

### **15.5. Требования к системам противоаварийной защиты.**

15.5.1. Система противоаварийной защиты технологического процесса ГПЗ должна выполняться независимой подсистемой повышенной надежности. Основные функции безопасности (остановка и разгрузка оборудования, открытие/закрытие арматуры) выполняются независимо от работоспособности других элементов системы управления.

Контуры автоматических защит оборудования и процесса должны обеспечить защиту от ложных срабатываний и хранение первого параметра, по которому произошла блокировка. Система запоминания блокировок должна исключать свободный доступ к ним.

Значение уставок параметров защит приводятся в проекте и технологическом регламенте.

15.5.2. Срабатывание автоматической защиты (процесса, оборудования) должно предваряться предупредительной (преаварийной) сигнализацией в том случае, если промежуток времени между получением предупредительного сигнала и срабатыванием защиты даст возможность оператору-технологу дистанционно вмешаться в процесс и не допустить достижения аварийного значения параметра, или принять другие меры, снижающие потенциальную опасность аварийной остановки процесса.

В противном случае предупредительная сигнализация неэффективна и выполнять ее не требуется.

15.5.3. В случае отключения электропитания или прекращения подачи сжатого воздуха КиП система безопасности должна обеспечить перевод технологического объекта в безопасное состояние.

15.5.4. В случае применения блочного автоматизированного оборудования, системами автоматики которого предусмотрены не все блокировки, требуемые данными и другими нормами, эти блокировки должны предусматриваться дополнительно при разработке проекта.

15.5.5. Для насосов, компрессоров, газодувок, АВО (или групп указанных аппаратов), перемещающих углеводородный газ, ЛВЖ и ГЖ, необходимо предусматривать дистанционное их отключение из помещения управления на случай аварии с выполнением информационной сигнализации, подтверждающей исполнение команды (перечень отключаемого оборудования определяется проектом).

15.5.6. Датчики-сигнализаторы автоматических защит не должны нести дополнительных функции по контролю и управлению процессом.

15.5.7. Исполнительные механизмы системы безопасности должны иметь устройства (конечные выключатели), позволяющие выполнять сигнализацию крайних положений в помещении управления.

15.5.8. В состав системы безопасности входит подсистема автоматического непрерывного контроля утечек токсичных и взрывоопасных газов (ПДК и (или) НГПВ) в производственных помещениях и на наружных технологических площадках с предоставлением информации (свет, звук) о появлении опасных концентраций в воздухе (ПДК, 20 % и 50 % НКПВ) в зону утечек, в помещение управления и на газоспасательную станцию. Места установки и количество датчиков газосигнализаторов определяются проектом в соответствии с "Требованиями к установке стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности" [36] и требованиями отраслевого стандарта "Газодобывающие предприятия. Эксплуатация установок по сбору и подготовке газа к транспорту. Требования безопасности". [100].

15.5.9. Автоматическая система контроля загазованности воздушной среды в производственных помещениях одновременно с подачей предупредительного сигнала (20 % НКПВ или ПДК) дает команду на автоматическое включение аварийной вытяжной вентиляции и остановку компрессорного и вентиляционного оборудования при 50 % НКПВ.

### **15.6. Требования к энергообеспечению СУ.**

15.6.1. Системы контроля и управления технологическими процессами по обеспечению надежности электроснабжения относятся к электроприемникам I категории.

15.6.2. Для питания пневматических средств автоматизации на ГПЗ должны предусматриваться компрессорные установки сжатия воздуха. Требования к качеству воздуха КиП должны соответствовать требованиям, изложенным в табл.2.

Должен быть предусмотрен часовой запас сжатого воздуха КиП, обеспечивающий работу средств автоматики при остановке воздушной компрессорной. В помещение управления должен выноситься светозвуковой сигнал понижения давления сжатого воздуха КиП.

15.6.3. Допускается использование подготовленного инертного газа для питания средств автоматизации, установленных



только на открытых технологических установках. Допускается использование природного и попутного нефтяного газа для указанных целей в случае сброса отработанного газа в закрытую систему.

### **15.7. Коммерческий и оперативный учет сырья и готовой продукции.**

15.7.1. При проектировании узлов коммерческого и оперативного учета природного и нефтяного газа и продуктов его переработки следует руководствоваться "Правилами измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами" РД 50-213-80 [41], "Руководством по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа" РД 39-0148306-422-89 [111], "Временным руководством по проектированию пунктов учета ШФЛУ" [42], а также "Единой системой учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя" РД 39-083-91 [43] или документами их заменяющими.

15.7.2. Пункты коммерческого учета жидких продуктов ГПЗ проектируются в случае непрерывной отгрузки их потребителю по продуктопроводу. В случае отгрузки жидких продуктов в товарный парк, на выходе технологической установки выполняется оперативный узел учета.

15.7.3. Количество рабочих измерительных линий узлов учета определяется проектом. На каждую группу измерительных линий, присоединенных к одному коллектору, необходимо предусматривать одну резервную измерительную линию (касается узлов коммерческого учета).

15.7.4. Не допускается отбор газа на нужды ГПЗ из коллектора до замерного устройства на потоке сырого газа и после замерного устройства на потоке товарного газа и жидких продуктов, исключение составляют отборы сырого и сухого газа (из газопровода), необходимые для пуска ГПЗ.

15.7.5. Проекты узлов коммерческого учета, разработанные небазовой организацией, проходят метрологическую экспертизу в базовой организации метрологической службы - НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКЕ или в региональной базовой организации метрологической службы по месту строительства объекта.

Проект на узел коммерческого учета должен представляться заказчику вместе с актом метрологической экспертизы, составление акта возлагается на базовую организацию метрологической службы.

15.7.6. Для создания комфортных условий эксплуатации КиП узлов коммерческого учета сырья, продуктов ГПЗ в климатических зонах с низкими температурами, могут быть установлены обогреваемые блок-боксы, удовлетворяющие следующим требованиям:

- температура воздуха внутри бокса + 5 , 45 °С;
- степень огнестойкости ограждающих конструкций 1 или 2 (³ 0,75 часа);
- наличие освещения бокса;
- дренажи КиП выводятся за пределы бокса;
- электрооборудование бокса во взрывозащищенном исполнении;
- наличие вытяжной вентиляции периодического действия, заблокированной с газосигнализатором (ПДК или 20 % НКПВ). У входа в бокс, с наружной стороны, монтируются сирена и светильник системы контроля загазованности.

### **15.8. Требования к качеству измерения параметров.**

15.8.1. Качество измерения параметров должно обеспечить регламентное ведение процесса. Погрешность КиП не должна превышать:

- 1,5 % - для индикаторов, сигнализаторов;
- 1,0 % - для датчиков, вторичных приборов, регуляторов;
- 5,0 % - для анализаторов воздушной среды.

15.8.2. Погрешность измерения узлов коммерческого учета газа не должна превышать ±2,5 %, жидких продуктов ±1,5 %.

### **15.9. Требования к надежности средств автоматизации.**

15.9.1. Системы контроля и управления технологическими процессами ГПЗ должны обеспечить надежную эксплуатацию их в течение регламентного отрезка времени (межремонтного пробега) как в нормальном режиме эксплуатации, так и в аварийных ситуациях.

15.9.2. Средняя наработка на отказ (для варианта АСУТП) должна составлять для функций контроля, регулирования, управления не менее 20000 часов, для функций безопасности - не менее 40000 часов.

15.9.3. Средний срок службы приборов и средств автоматизации (в том числе оборудования АСУТП) должен быть, как правило, не менее 10 лет.

### **15.10. Требования к размещению и устройству помещений управления.**

15.10.1. Центральные помещения управления (ЦПУ) как правило размещаются вне взрывоопасной зоны, отдельно стоящими.

Кроме того, помещения управления, в которых предусмотрено постоянное пребывание персонала, должны размещаться с учетом устойчивости их к воздействию взрыва и быть одноэтажными.

При значительном территориальном разбросе комплексов технологических установок и централизации управления ими из ЦПУ, в зоне удаленных технологических установок целесообразно предусматривать необслуживаемые местные помещения (МПУ) для размещения неоперативных средств автоматизации.

В соответствии с требованиями строительных норм и правил ПУ относятся к помещениям с категорией производства Г; эти помещения должны иметь 1 или 2 степень огнестойкости. Для Западной Сибири допускается степень огнестойкости ПУ-Ша.

Допускается, при соответствующем обосновании, пристраивать ПУ к зданиям со взрывоопасными зонами, выполнив мероприятия, предусмотренные п.п. 7.3.80 - 7.3.91 ПУЭ-86.

#### 15.10.2. Запрещается:

- размещение помещений управления над (или под) взрывоопасными помещениями, приточными и вытяжными венткамерами, помещениями смокрыми процессами;
- размещение в помещении управления оборудования, несвязанного с системой управления технологическим процессом;
- транзитная прокладка трубопроводов, воздухопроводов, кабелей и т.д. через помещения управления;
- ввод пожарных водопроводов, импульсных трубопроводов сгорючими, взрывоопасными и токсичными продуктами.

#### 15.10.3. Помещения управления должны удовлетворять следующим требованиям:

- окна в помещении управления (если они имеются) должны быть неоткрываемыми;
- светильники в зоне неоперативных щитов и за оперативным щитом должны иметь индивидуальные выключатели;
- как правило, иметь воздушное отопление и установки для кондиционирования воздуха (необходимость кондиционирования воздуха МПУ определяется техническими характеристиками установленного оборудования);
- значения температуры, влажности и скорости движения воздуха определяются ГОСТ 12.1.005-88 "Воздух рабочей зоны" (или его заменяющим);
- полы в помещении управления должны быть теплыми и неэлектропроводными, при необходимости выполняется двойной пол либо каналы съёмными перекрытиями (неэлектропроводными);
- при необходимости выполняется подвесной потолок совстроенными светильниками;
- "чистая" высота помещения управления принимается в пределах 3,0 , 3,6 м (определяется проектом). "Чистая" высота - высота от фальшпола до подвесного потолка.

### 15.11. Требования к пожаротушению помещений управления.

15.11.1. Средства или системы пожаротушения и степень их автоматизации должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации.

15.11.2. В помещении управления с приборным оперативным щитом пожаротушение должно выполняться углекислотными огнетушителями. Количество огнетушителей - не менее двух штук на каждые 20 м<sup>2</sup> защищаемого помещения.

15.11.3. В помещениях управления с оборудованием системы управления на базе микропроцессорных средств могут предусматриваться установки газового пожаротушения.

Необходимость установок газового пожаротушения определяется заданием на проектирование или специальным обоснованием.

15.11.4. В помещениях управления с круглосуточным дежурством персонала устройств автоматического пуска стационарных установок газового пожаротушения не требуется.

15.11.5. При наличии в помещении управления и местном помещении управления подпольного пространства объемом более 20 м<sup>3</sup> вне устанавливаются датчики автоматической пожарной сигнализации с выносом информации о пожаре оператору-технологу, в пожедепо или диспетчеру предприятия.

## 16. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

### 16.1. Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП).

16.1.1. При проектировании АСУТП основных и вспомогательных объектов газоперерабатывающих заводов помимо настоящих норм необходимо руководствоваться следующими основными нормативно-техническими документами (НТД):

"Автоматизированные системы управления. Общие требования" ГОСТ 34.601-90;

"Автоматизированные системы. Термины и определения" ГОСТ 34.003-90;

"Автоматизированные системы. Стадии создания" ГОСТ 34.601-90;

"Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем" ГОСТ 34.201-89;

"Методические указания. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов" РД 50-34.698-90;

"Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы" ГОСТ 34.602-89.

16.1.2. АСУТП ГПЗ относятся к многофункциональным, восстанавливаемым. Надежность реализации функций системы определяется надежностью применяемых технических и программных средств.

Оценка показателей надежности должна проводиться аналитическими методами на стадии технического проектирования. При необходимости, для обеспечения заданных показателей надежности, следует применять дублирование, троирование компонентов АСУТП. В числе вспомогательных функций должны предусматриваться самоконтроль и автодиагностика программных и технических средств АСУТП.

16.1.3. АСУТП ГПЗ должна обладать высокой живучестью в условиях воздействия внешней среды и отказов компонентов системы в заданных пределах.

Система электропитания АСУТП, включая датчики исполнительные механизмы, должна обеспечивать бесперебойную

работу КТС послеисчезновения питания от внешнего источника, в течение времени, достаточного для сохранения управляемости и наблюдаемости автоматизируемых технологических процессов и оборудования.

Для выполнения функций безопасности АСУТП ГПЗ, как правило, должна иметь систему противоаварийной защиты (ПАЗ), реализованную на программно-аппаратных средствах повышенной надежности, обеспечивающих выполнение функций безопасности независимо от работоспособности других компонентов АСУТП.

16.1.4. В состав КТС АСУТП должны входить приборы и устройства для наладки, проверки работоспособности КТС, а также программные и технические средства для корректировки и разработки программного обеспечения, запасные приборы.

16.1.5. Архитектура АСУТП, отвечающая требованиям, предъявляемым к технологическим объектам управления газоперерабатывающих предприятий, должна иметь вид программно и аппаратно распределенной системы управления.

Для ввода информации, как правило, должны применяться используемые в традиционных системах автоматизации датчики, преобразователи, сигнальные устройства, исполнительные механизмы, кабели, а также интеллектуальные датчики, имеющие встроенный микропроцессор, позволяющий повысить точность и помехозащищенность измерений, вести программный диалог оператора-технолога с датчиком, изменять диапазон измерений с рабочего места оператора-технолога.

Реализация информационных управляющих и вспомогательных функций АСУТП должна осуществляться на базе оборудования местных пунктов управления, оборудования центрального пункта управления, объединенных в единую вычислительную систему магистральной шиной.

Оборудование местных пунктов управления должно реализовываться на микропроцессорных программируемых контроллерах в промышленном исполнении, включающих модули УСО, платы ввода/вывода, управляющие процессоры, интерфейс с магистральной шиной.

Оборудование центрального пункта управления включает, как правило, один или несколько дисплеев, блоки электроники, функциональные клавиатуры, инженерную клавиатуру, накопитель на жестком диске, принтер, интерфейс с магистральной шиной.

Магистральная шина представляет собой резервированную высокоскоростную магистраль данных для организации локальной вычислительной сети АСУТП.

АСУТП должна иметь программные и технические средства для организации интерфейсов с АСУТП или компьютером верхнего уровня, а также для организации интерфейса с другими АСУТП ГПЗ.

Все компоненты и АСУТП в целом должны иметь модульную структуру с наиболее достижимой степенью взаимозаменяемости между платами.

Функциональное назначение плат должно, как правило, определяться программно загружаемой конфигурацией.

Местные пункты управления (МПУ), в зависимости от территориального расположения технологического оборудования объекта управления, могут располагаться как в помещениях МПУ, так и в помещении ЦПУ. Магистральная шина должна обеспечивать надежное функционирование всех компонентов АСУТП при максимальном удалении от ЦПУ до 1500 м.

Интерфейс оператора-технолога, организованный программными и техническими средствами ЦПУ, должен, как правило, превосходить возможности, представляемые щитовой автоматикой и исключать необходимость применения щитов и пультов КиА.

16.1.6. Общее программное обеспечение АСУТП должно, как правило, поставляться со средствами вычислительной техники и должно включать модули операционной системы, системные обрабатываемые программы, библиотеки стандартных программ, тестовые программы, системы подготовки программ или конфигурирования и т.д.

Специальное программное обеспечение должно включать комплекс прикладных программ, реализующих все функции АСУТП.

Программное обеспечение АСУТП должно обеспечивать возможность настройки его при изменениях технологического объекта управления в процессе эксплуатации без изменения при этом набора выполняемых функций и возможность наращивания функций АСУТП без внесения существенных изменений в ранее разработанное программное обеспечение.

Распределение программного обеспечения между компонентами АСУТП должно быть таковым, чтобы поддерживать работоспособность оборудования МПУ и ЦПУ независимо от отказов других компонентов на магистральной шине.

## **16.2. Автоматизированная система управления предприятием (АСУП).**

16.2.1. Автоматизированная система управления предприятием должна повышать эффективность производственно-хозяйственной деятельности предприятия. Подлежащими автоматизации в АСУП ГПЗ являются информационные и вспомогательные функции.

16.2.2. При проектировании АСУП газоперерабатывающего предприятия следует руководствоваться НТД, указанной пп. 16.1.1. настоящего норм.

16.2.3. АСУП ГПЗ должна иметь вид локальной вычислительной сети (ЛВС) офисного типа, абонентами которой являются реализованные на базе ПЭВМ АРМ руководителя и специалистов предприятия АРМ-ы подразделений и служб предприятия и т.п., предназначенные для обеспечения автоматизации производственно-хозяйственной, организационно-экономической, бухгалтерской и других видов деятельности пользователей АРМ, а также для обеспечения коллективного доступа конечных пользователей к ресурсам ЛВС и других АРМ.

16.2.4. Надежность ЛВС АСУП ГПЗ должна удовлетворять следующим требованиям:

- выход из строя любой оконечной системы сети не должен влиять на работоспособность сети в целом;
- ремонт, включение и выключение сетевых компонентов должен происходить без остановки сети в целом.

16.2.5. Программное обеспечение АРМ, входящих в АСУП, должно предоставлять пользователям следующий набор функциональных средств:

- текстовая обработка;

- работа с электронными таблицами;
  - графические средства;
  - система управления базами данных;
  - телекоммуникационные средства,
- а также средства оргтехники:
- электронные записные книжки;
  - картотеки;
  - календари;
  - справочники;
  - электронные калькуляторы;
  - получение оперативной информации средствами ЛВС.

16.2.6. Сетевое программное обеспечение должно быть достаточным для управления работой и взаимодействием всех узлов сети и реализовывать функции передачи и управления файлами и заданиями, функции электронной почты, информационной службы и т.п.

16.2.7. АСУП ГПЗ должна иметь программные и технические средства для организации интерфейсов с АСУ или компьютером верхнего уровня, а также организации интерфейса с АСУТП ГПЗ.

### **16.3. Автоматическая система управления "ЭКОЛОГИЯ"**

16.3.1. Система АСУ "Экология" должна представлять собой систему контроля количества и состава выбросов ГПЗ, загрязнения атмосферы выбросами при повреждении технологического оборудования, газовыделениями (дымовые газы), контроля качества очистки сточных вод ГПЗ и объектов инфраструктуры, контроля состояния грунтов, флоры и фауны, а также параметров, характеризующих условия труда эксплуатационного персонала.

16.3.2. Потребителями АСУ "Экология" должны быть диспетчерская служба и служба охраны окружающей среды ГПЗ.

16.3.3. АСУ "Экология" должна обеспечивать:

- организацию замеров контролируемых параметров;
- передачу значений параметров от датчиков в базу данных;
- хранение информации и обработки её по заданным алгоритмам;
- отображение результатов замеров;
- вывод отчетных документов на печать;
- формирование информации для передачи информации в вышнюю или смежную АСУ ТП.

## **17. СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ**

17.1. Система связи и сигнализации газоперерабатывающего завода (ГПЗ) должна обеспечить:

- взаимодействие технических служб и административно-хозяйственного аппарата в соответствии с разработанной структурой управления;
- выполнение требований по технике безопасности и пожарной безопасности.

17.2. Проектирование систем связи и сигнализации завода необходимо выполнять в соответствии с требованиями ведомственных нормативных документов Минтопэнерго, Минсвязи, а также строительных норм и правил и требований настоящего раздела.

17.3. Применяемые схемы организации связи должны обеспечить надежность, быстродействие, достоверность передаваемой информации, а также взаимозаменяемость. Надежность систем оперативной связи должна быть не ниже надежности систем управления (АСУП, АСУТП).

17.4. Сети производственной связи для выхода на общегосударственную сеть должны удовлетворять единым техническим требованиям, предъявляемым к техническим средствам и каналам ЕАСС в объеме "Общих требований к ведомственным сетям в части их увязки с общегосударственными сетями ЕАСС" [49].

17.5. Система внутрипроизводственной связи должна обеспечить:

- производственную автоматическую телефонную связь;
- оперативную связь директора завода;
- оперативную связь главного инженера завода;
- оперативную связь диспетчера (оператора) производства;
- оперативную связь дежурных пожарной части и газоспасательной службы (ГСС);

- оперативную связь для подвижных объектов;
- связь оповещения о газовой опасности;
- радиотрансляционное вещание;
- распорядительно-поисковую или производственную громкоговорящую связь;
- электрочасофикацию;
- протелевидение.

17.6. Система пожарно-охранной и периметральной охранной сигнализации должна обеспечить:

- обнаружение пожара и выдачу сигнала обслуживающему технологическому персоналу и противопожарной системе и службе;
- обнаружение проникновения посторонних лиц в специальные помещения или преднамеренного нарушения периметра ограждения и выдачу сигнала службе охраны.

17.7. Система внешней связи должна обеспечить:

- прямую телефонную связь с поставщиком сырья;
- прямую телефонную связь с потребителем продукции;
- связь с диспетчерами подводных инженерных сетей;
- связь административного персонала завода с вышестоящими производственными и с территориальными органами.

17.8. Производственная административно-хозяйственная телефонная связь должна быть предусмотрена для аппарата управления, административно-хозяйственных и технических служб.

Для организации этого вида связи необходимо использовать учрежденческо-производственные автоматические телефонные станции (АТС) требуемой емкости. АТС должна обеспечить работу во внутрипроизводственной или государственной телефонных сетях в качестве, как правило, оконечной станции. Предпочтительно применение квазиэлектронных или электронных АТС, использующих цифровую систему коммутаций. Применение этих станций обеспечивает высококачество передаваемой информации и предоставление отдельной категории абонентов дополнительных видов обслуживания.

17.9. Оперативная связь (директора, главного инженера, диспетчера, дежурного пожарной части и пр.) должна быть предусмотрена для обмена информацией между абонентами, имеющими постоянные производственные и технологические связи.

Организация оперативной телефонной связи должна осуществляться с помощью специальной аппаратуры оперативной связи, устанавливаемой у директора, главного инженера, диспетчера (оператора), дежурного пожарного.

17.10. В качестве оперативной связи подвижных объектов должна использоваться радиосвязь. Этот вид связи обеспечивает обмен информацией между диспетчером (оператором) и подвижными объектами (обслуживающий персонал на технологических установках, пожарные машины и др.).

Для организации радиосвязи должна быть предусмотрена базовая радиостанция и абонентские (носимые или возимые) у обслуживающего персонала или в автомашинах.

17.11. Связь оповещения о газовой опасности предназначена для выполнения специальных организационно-технических мероприятий в аварийных ситуациях. Этот вид связи должен быть предусмотрен на заводах по переработке газа, содержащего сероводород и другие токсичные продукты.

Связь оповещения о газовой опасности должна осуществляться с помощью специального оборудования и системы оперативно-диспетчерской связи ответственного дежурного поста газовой безопасности с аппаратом управления, диспетчером ГПЗ и оператором технологической установки.

Используется также оборудование оповещения, радиотрансляционные усилители. Подвижные объекты должны снабжаться мобильными радиостанциями для взаимодействия со стационарной радиостанцией в помещении диспетчерской газоспасательной службы.

Для передачи сигнала тревоги и распоряжений на наружных площадках должны быть установлены электросирены и громкоговорители. Передача информации к радиофицированным объектам необходимо осуществить через оборудование радиоузла.

17.12. Радиотрансляционное вещание должно быть предусмотрено в служебных помещениях с постоянным присутствием обслуживающего персонала.

Радиотрансляционное вещание должно обеспечиваться по одному из следующих вариантов на основании технико-экономического расчета:

- путем подключения к ближайшему радиотрансляционному узлу Минсвязи по техническим условиям эксплуатационных служб;
- путем установки оборудования радиоузла в узле связи ГПЗ.

17.13. Распорядительно-поисковая и производственная громкоговорящая связь должна быть предусмотрена на тех участках технологического производства, где необходима передача информации диспетчером (оператором) обслуживающему персоналу, находящемуся на открытых площадках размещения технологического оборудования или поиска часто перемещающихся лиц.

Для распорядительно-поисковой и громкоговорящей связи должен быть предусмотрен радиотрансляционный усилитель у диспетчера (оператора).

17.14. Электрочасофикация предусматривается для отсчета единого времени на территории ГПЗ.

Электрочасофикация обеспечивается путем установки первичных электрочасов в помещении узла связи и вторичных - на объектах завода.

Возможна установка локальных электронных часов в обслуживаемых помещениях.

17.15. Промтелевидение может быть использовано для визуального наблюдения диспетчером (оператором) отдельных технологических зон, в системе охранной сигнализации.

17.16. Пожарная сигнализация должна обеспечить своевременное обнаружение очага возникшего пожара и принятие мер по его ликвидации.

Пожарной сигнализацией оборудуются технологические и вспомогательные помещения, а также площадки размещения оборудования на основании утвержденных перечней Министерств и ведомств, к которым относятся защищаемые объекты.

Техническое исполнение пожарной сигнализации должно быть в соответствии с рекомендациями СНиПа 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений" [99].

Тип автоматического пожарного извещателя должен быть выбран в зависимости от первичного признака (тепло, дым, пламя) возможного возгорания в контролируемом помещении.

Ручные извещатели должны быть установлены:

- на наружных установках по периметру и у пешеходных дорожек на расстоянии не более 100 м друг от друга;

- на наружных стенах зданий у каждого выхода на расстоянии не более 50 м друг от друга.

Размещать пожарные извещатели следует на высоте не более 1,5 м. Должен быть обеспечен свободный доступ к ним и достаточная освещенность. Приемная станция пожарной сигнализации должна быть расположена в помещении дежурного в пожарном депо или, при отсутствии последнего, в помещении постоянного пребывания обслуживающего персонала. Приемная станция должна обеспечивать выдачу сигнала о пожаре в каждом шлейфе, формирование и выдачу команд на пуск установок пожаротушения, отключения технологического оборудования и вентиляции в очаге пожара.

На отдельных площадках размещения технологического оборудования, складских помещений и пр. возможно создание локальных систем пожарной сигнализации. Приемная станция в этом случае устанавливается в операторной, помещении охраны и других помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала. На приемную станцию в пожедепо должен быть выдан не расшифрованный сигнал о пожаре.

17.17. Охранная сигнализация должна быть объектовой и периметральной.

Объектовая сигнализация должна обеспечить выдачу сигнала тревоги службе охраны при попытках проникновения на отдельные объекты завода (касса, складские помещения и пр.). Защите подлежат двери и окна помещений на разбитие и открывание.

Периметральная сигнализация должна обеспечить выдачу сигнала тревоги при попытках проникновения на территории завода через ограждение. Защите подлежат элементы периметра ограждения: ворота, калитки, забор, здания, входящие в периметр ограждения, технологические эстакады, пересекающие ограждение.

В обоснованных случаях периметральная охранная сигнализация может быть совмещена с устройством телевидения, охранным освещением, радиооповещением, телефонной связью. Это совмещение выполняется на основании соответствующих нормативных документов.

Сигнал тревоги должен быть выдан на приемную станцию, размещаемую в помещении охраны.

На площадках размещения ядовитых веществ (метанола), складских помещений (база оборудования) и пр. должна быть предусмотрена локальная система периметральной охранной сигнализации.

Требования к техническим средствам охраны изложены в: "Классификатор объектов народного хозяйства Министерства нефтяной промышленности СССР, на которых выставляется ведомственная военизированная сторожевая охрана и основные технические требования при проектировании комплекса инженерно-технических средств охраны и помещений для размещения подразделений охраны" [50].

17.18. Для размещения оборудования связи должен быть предусмотрен заводской узел связи.

Размещать узлы связи следует в помещениях административно-технических зданий, в отдельных зданиях или блок-боксах. Эти помещения должны удовлетворять специальным требованиям, изложенным в нормативной документации Минсвязи. Электроснабжение оборудования должно осуществляться по I категории.

В системе связи должно использоваться многофункциональное оборудование, позволяющее обеспечить различные виды связи.

Тип абонентских устройств связи и извещателей охранно-пожарной сигнализации должен определяться назначением и местом установки.

Оборудование связи и сигнализации должно обеспечить надежность работы при заданных климатических и производственных условиях.

Кроме того, для повышения надежности оборудования оно должно быть по возможности с самодиагностикой и иметь модульное исполнение, позволяющее устранять неисправность путем замены блоков (элементов).

Оборудование, предназначенное для установки во взрывоопасной зоне, должно иметь соответствующее исполнение.

17.19. Для подключения оконечных устройств к оборудованию связи и сигнализации должны быть предусмотрены кабельные сети по промплощадке:

- комплексная телефонная сеть;

- искробезопасная телефонная сеть;

- сеть радиофикации и распорядительно-поисковой связи;
- сеть протелевидения;
- сеть пожарной сигнализации;
- сеть периметральной охранной сигнализации.

Сети, как правило, выполняются кабельными с применением кабелей соответствующего назначения. Кабели должны быть с медными жилами и негорючей оболочкой. Диаметр жил кабеля должен быть выбран исходя из норм по затуханию цепи связи или сопротивлению шлейфа сигнализации и специальных требований, связанных с взрывоопасностью зон.

Кабели должны прокладываться на полках или в лотках на кабельных или технологических эстакадах совместно с электрическими контрольными кабелями. Взаимное расположение кабелей различного назначения должно удовлетворять требованиям норм, исключающих опасное и мешающее влияние на кабели связи. В обоснованных случаях кабели могут быть проложены в грунте, траншеях, засыпанных песком.

17.20. Для организации каналов внешней связи должна быть предусмотрена исходящая и входящая связь по ведомственной и общегосударственной сети с возможностью выхода на междугородные каналы.

Каналы внешней связи должны иметь следующие направления:

- выход на сеть связи месторождения (КСП, промысловая КС и др.);
- выход на сеть связи подводящих трубопроводов;
- выход на сеть связи энергосистемы в районе обслуживаемой ГПЗ подстанции;
- выход на сеть связи подводимых к ГПЗ коммуникаций;
- выход на сеть связи Минсвязи.

Выход на существующие сети связи должен осуществляться на основании технических условий эксплуатирующих эти сети служб.

Технические условия предоставляет заказчик как приложение к заданию.

Для организации каналов должны быть использованы системы кабельной или радиорелейной линии и при необходимости каналы спутниковой связи. Воздушные линии связи допускается предусматривать только в исключительных случаях.

Выбор типа линий связи должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

17.21. Для обслуживания средств связи и сигнализации должен быть предусмотрен эксплуатационный персонал на основании действующих нормативов численности и норм обслуживания предприятий связи Минтопэнерго.

## **18. МЕХАНИЗАЦИЯ ТРУДОЕМКИХ РАБОТ**

18.1. Для монтажа, демонтажа и ремонта оборудования, арматуры и трубопроводов на территории завода, на установках и в производственных помещениях проектом должны предусматриваться подъемно-транспортные средства и механизмы.

Выбор этих средств должен обосновываться характеристикой устанавливаемого оборудования, числом агрегатов, периодичностью и продолжительностью ремонтных работ и т.д.

18.2. Загрузка и выгрузка реагентов, катализаторов и адсорбентов (сыпучих веществ) должны быть механизированы.

18.3. На наружных установках необходимо предусматривать максимальное использование передвижных грузоподъемных транспортных средств на гусеничном или пневмоходу.

18.4. Для перемещения грузов массой 50 кг и более необходимо предусматривать механизмы или приспособления.

При массе грузов от 50 до 500 кг, перемещение которых производится не чаще 1 раза в год, допускается предусматривать переносные тали, ручные лебедки и тележки с устройством соответствующих конструкций для крепления блоков.

18.5. При массе грузов 0,5 - 5 т необходимо предусматривать стационарные подвесные грузоподъемные механизмы, обеспечивающие перемещение грузов по вертикали и по горизонтали к монтажным проемам или к подъездам грузового транспорта. Как правило, должны применяться электрические подвесные механизмы.

Ручные подвесные механизмы могут быть применены только в том случае, когда расстояние перемещения грузов не более 18 метров.

18.6. Длина по фронту обслуживания одним электроприводным механизмом не должна превышать 50 м. При большей длине фронта обслуживания устанавливать второй грузоподъемник.

18.7. Если агрегат имеет массу более 5 т, грузоподъемность механизмов должна определяться из необходимости подъема наиболее тяжелой части или узла агрегата. При массе агрегата менее 5 т грузоподъемность оборудования должна обеспечивать подъем целого агрегата.

18.8. Выбор типа привода определять в зависимости от рабочей среды и интенсивности работы грузоподъемного устройства.

18.9. Для ремонтных работ на колонном, теплообменном и емкостном оборудовании (смена тарелок, выемка трубных пучков, загрузка и выгрузка насадки, снятие тяжелой арматуры и т.д.) необходимо предусматривать кран-укосину или блок на стационарном кронштейне, или специальное ремонтное приспособление (экстракторы, домкратные болты для выемки трубных пучков и т.д.).

18.10. Для выполнения работ по монтажу, демонтажу и заменетрубных пучков теплообменников, холодильников, конденсаторов, змеевиков,регенераторов, замене труб в печах или отдельных участках коммуникаций,забалчивания и разбалчивания крышек, днищ, люков и т.п. должныпредусматриваться передвижные грузоподъемные механизмы, экстракторы, лебедки,тали; электрические или пневматические гайковерты, а также другиенестандартизированные средства и приспособления.

18.11. Ремонт оборудования, как правило, следуетпредусматривать агрегатно-узловым методом с применением передвижныхтранспортно-такелажных средств, гидравлических и циркуляционных методов очисткиаппаратуры.

## **19.ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЮ ГПЗ**

### **19.1.Электроснабжение и электротехнические устройства.**

19.1.1. Проект электротехнической частигазоперерабатывающего завода должен удовлетворять требованиям действующих"Правил устройства электроустановок" [39], "Правил техническойэксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности приэксплуатации электроустановок" [52], СНиП 3.05.06-85"Электротехнические устройства" [53], "Правил защиты отстатического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности" ВСН-10-72 [54], "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений" - РД 34.21.122-87 [55], "Инструкции по проектированию электроснабжения промышленныхпредприятий" СН 174-75 [56], "Инструкции по проектированию силового иосветительного электрооборудования промышленных предприятий" СН 357-74СНиП II-4-79 ч. II глава 4 "Естественное иискусственное освещение" [57].

19.1.2. Схемы внешнего электроснабжения заводов должныразрабатываться одновременно с выполнением ТЭО строительства нового, расширениядействующего предприятия. При наличии технических условий предприятияэлектрических сетей, оговаривающих объем строительства и источникиэлектроэнергии - схема не разрабатывается.

19.1.3. Газоперерабатывающий завод, в целом, по обеспечениюнадежности электроснабжения, следует относить к потребителям I категории и он должен обеспечиваться электроэнергией от двух независимыхисточников питания.

Категории конкретных электроприемников приведены вприложении 1.

19.1.4. Для возможности обеспечения электроэнергией наиболеежизненно-важных потребителей (см. приложение 2) в случае полного отключенияэлектроэнергии следует предусматривать третий (резервный) независимый источникпитания, в качестве которого можно использовать дизельные электростанции,газотурбинные электростанции.

При использовании дизельной электростанции в качестветретьего независимого источника должен предусматриваться суточный запастоплива. При использовании газотурбинной электростанции предусматриваетсяосновной и резервный источник газа.

19.1.5. Распределительный щит для потребителей, подключенныхк независимому источнику, должен устанавливаться в отдельном помещении.

19.1.6. Для систем безаварийной остановки завода,ответственных КиП, управляющих комплексов следует предусматривать агрегатыбесперебойного питания.

19.1.7. Надежность работы потребителей необходимообеспечивать следующими мероприятиями при проектировании схемыэлектроснабжения:

- выбором надежных источников питания;
- уменьшением числа ступеней схемы электроснабжения;
- применением специальных устройств, исключающих отключениеэлектроприемников I категории в случаях кратковременныхперерывов или провалов напряжения, в том числе использование самозапуска,автоматического повторного пуска, автоматического включения резерва, если этодопускается конструкцией оборудования и технологическим процессом;
- высокой квалификацией обслуживающего персонала;
- совершенствованием обслуживания и ремонтаэлектрооборудования.

19.1.8. При наличии в схеме электроснабжения автономныхисточников должны предусматриваться блокировки от несинхронного включения.

19.1.9. Расчет электрических нагрузок рекомендуетсяопределять: для технологических потребителей - на основании технологическихрасчетных данных по отдельным машинам, аппаратам и механизмам в зависимости отзагрузки, для прочих потребителей - согласно РТМ 36.18.32.4-92 "Расчетэлектрических нагрузок" [59].

19.1.10. Для распределения электроэнергии по заводупредпочтительными являются следующие напряжения: 10000 В, 660 В, 380 В. Применениенапряжения 6000 В должно быть обосновано.

19.1.11. Линии электропередач по территории заводарекомендуется выполнять кабелями, проложенными на эстакадах, тросах, стенахзданий, избегая, по возможности, прокладки в подземных кабельных сооружениях (каналах,блоках, тоннелях) и траншеях.

19.1.12. Кабели, прокладываемые по территориитехнологических установок и производств, должны иметь изоляцию и оболочку изматериалов, не распространяющих горение. Выбор изоляции и оболочек долженпроизводиться с учетом вредного воздействия на них паров продуктов, имеющихся в зоне прокладки. Запрещается применение проводов и кабелей с полиэтиленовойизоляцией или оболочкой.

19.1.13. Для питания электроприводов запорной арматуры примощности электропривода до 4,5 кВт, и если сечение проводника обеспечиваетотключение однофазных коротких замыканий, рекомендуется силовые цепи совмещать в общих контрольных кабелях к этим приводам. При мощности электропривода свыше4,5 кВт во всех случаях силовые и контрольные цепи должны прокладыватьсяотдельно.



19.1.14. Подключение электродвигателей, установленных на виброоснованиях, должно осуществляться с применением гибкого ввода.

19.1.15. Наружное освещение рекомендуется выполнять комбинированным:

- с применением ртутных или люминесцентных ламп для освещения дорог;

- с применением прожекторов для больших территорий;

- охранное освещение территории при условии постоянного включения в ночное время - газоразрядными лампами, при нормально погашенном охранном освещении - лампами накаливания.

19.1.16. Для ремонтного освещения технологического оборудования следует пользоваться взрывозащищенными аккумуляторами и фонарями.

19.1.17. Наименьшая освещенность площадок газоперерабатывающих заводов должна соответствовать приведенным в таблице 7.

Таблица 7

Наименование площадок	Освещенность в горизонтальной плоскости, лк
Главные проезды и проходы	1
Вспомогательные проезды и проходы	0,5
Предзаводские площадки (проезды, проходы, стоянки транспорта)	2
Лестницы, трапы, мостики для переходов (на площадках и ступенях)	3
Вдоль границ предприятий и складских территорий (охранное освещение)	0,5

19.1.18. Объем диспетчерского управления и контроля за работой электроустановок должен соответствовать, требованиям СН-174-75 "Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий" [56].

19.1.19. Подземные металлические коммуникации и сооружения, располагаемые в грунтах с весьма высокой, высокой и повышенной коррозионной активностью, следует защищать от почвенной коррозии изоляционными покрытиями и катодной поляризацией согласно ГОСТ 9.015-74.

Сооружения и коммуникации, расположенные в зонах сблуждающими токами, должны защищаться катодной поляризацией независимо от коррозионной активности грунтов.

19.1.20. Физическое размещение средств электрохимической защиты взрывоопасных сооружений должно соответствовать СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение" [24].

## 19.2. Теплоснабжение

19.2.1. При проектировании систем теплоснабжения ГПЗ, помимо настоящих норм, следует руководствоваться требованиями следующих нормативных документов:

- Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов [4];

- Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды [21];

- СНиП II-35-76 "Котельные установки" [60];

- СНиП 2.04.07-86 "Тепловые сети" [61];

19.2.2. Для обеспечения нужд ГПЗ в тепле следует проектировать котельные, установки нагрева теплоносителя, установки утилизации тепла на технологических печах со сравнительно постоянной тепловой нагрузкой.

19.2.3. При использовании в качестве привода газовых турбин на выхлопе необходимо устанавливать котлы-утилизаторы для получения пара и теплофикационные теплообменники.

19.2.4. Для теплоснабжения технологических установок возможно использование технологических печей с целью повышения коэффициента использования топлива за счет доохлаждения обратного теплоносителя.

19.2.5. При теплоснабжении от технологических печей или установок нагрева теплоносителя с постоянными параметрами теплоносителя на выходе, в центральном тепловом пункте должно быть обеспечено качественное регулирование температуры теплофикационной воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

19.2.6. Для теплоснабжения газоперерабатывающих заводов, как правило, применяются теплоносители, перечисленные в табл. 8.

Табл. 8

Наименование теплоносителя	Параметры		Применение теплоносителя	Источники теплоносителя
	давление, МПа	Температура, °С		
Насыщенный или перегретый пар	2,5 , 4	225 - 250	Технологические нужды Турбинный привод	Котельные, котлы-утилизаторы
Насыщенный пар	1,0 - 1,4	159 - 196	Технологические нужды	"-"
Насыщенный пар	0,4 , 0,7	143 - 174	Технологические нужды, обогрев	"-"

Дизельное топливо, керосин	0,2 - 1,2	100 - 250	аппаратов, трубопроводов. Пропарки аппаратов. Как вариант - теплоноситель для целей отопления и вентиляции. Первичный теплоноситель для нужд горячего водоснабжения. Паротушение.	-"
Теплофикационная вода	0,2 - 1,2	150 - 70 130 - 70 115 - 70	Технологические нужды, первичный теплоноситель для теплофикационной воды или антифриза отдельных установок и сооружений. Отопление, вентиляция. Первичный теплоноситель для нужд горячего водоснабжения. Обогрев трубопроводов, аппаратов, шкафов, полов	Котельные. Тепловые пункты. Установки утилизации тепла.
Антифриз (водные растворы этиленгликоля и диэтиленгликоля)	0,2 - 0,7	120 - 70	Отопление, вентиляция, обогрев трубопроводов, аппаратов, шкафов, полов. Первичный теплоноситель для получения воды 95-70°С	-"

19.2.7. Пар высокого давления, получаемый на котлах-утилизаторах, должен быть максимально использован для внутризаводских нужд, избыток его после редуцирования следует направлять в заводскую сеть парнизкого давления.

19.2.8. Для питания котлов-утилизаторов и для охлаждения перегретого пара в заводских редуцирующе-охлаждающих устройствах (РОУ) следует использовать паровой конденсат, образующийся на заводских установках.

Схемой должен предусматриваться подвод химочищенной воды для подпитки систем и первоначального заполнения системы питания котлов -утилизаторов.

Качество воды, используемой для питания котлов-утилизаторов должно соответствовать требованиям ОСТ 108.034-79 "Нормы качества питательной воды и пара".

В баках - сборниках конденсата, используемых для питания котлов-утилизаторов, необходимо предусматривать устройства для удаления CO<sub>2</sub>.

19.2.9. Химочищенная вода для нужд ГПЗ должна, как правило, приготавливаться в котельной.

19.2.10. Схемой пароснабжения должна предусматриваться централизованная закрытая система сбора, очистки и возврата конденсата в заводскую котельную.

Безвозвратный расход пара и конденсата допускается, если это требуется по условиям протекания технологического процесса.

19.2.11. Схема установки очистки парового конденсата при необходимости должна предусматривать:

а/ отстой конденсата от нефтепродуктов и разгазирование его в резервуарах, емкость которых должна соответствовать 3 часам отстоя;

б/ очистку от химических примесей и растворенных углеводов методом адсорбции;

в/ охлаждение конденсата, не подлежащего очистке перед сбросом в производственную канализацию;

г/ аналитический контроль качества конденсата.

19.2.12. Для котельных и печей, использующих в качестве топлива газ, резервное жидкое топливо независимо от мощности котельных и печей не предусматривается.

Для бесперебойной подачи газа предусматривается резервирование от магистрального газопровода или при необходимости от установок регазификации.

19.2.13. В котельных, ЦТП, установках, как правило, предусматривается учет тепловой энергии. Конкретные требования определяются заданием на проектирование.

19.2.14. Как правило, необходимо предусматривать надземную прокладку тепловых сетей, совмещенную с технологическими трубопроводами.

19.2.15. Расчетный расход антифриза для подпитки тепловых сетей принимать равным 0,02 , 0,025 % в час от емкости системы.

В качестве ингибиторов коррозии рекомендуется применять моноэтаноламин в количестве 0,1 , 0,5 г/л.

19.2.16. Удельный объем теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей ГПЗ, с учетом объема в подогревательных устройствах и местных системах, принимать равным 15 м<sup>3</sup>/Гкал.

### 19.3. Газоснабжение

19.3.1. Требования настоящего раздела распространяются на системы газоснабжения с избыточным давлением не более 1,2 МПа и сжиженных углеводородных газов с избыточным давлением до 1,6 МПа, включая потребителей, использующих эти газы в качестве топлива.

19.3.2. Проектирование систем газоснабжения должно предусматриваться в соответствии с требованиями СНиП 2.04.08-87 [24] и Правил безопасности в газовом хозяйстве [82].

19.3.3. Газ, предусматриваемый для использования в качестве топлива для оборудования, расположенного в помещениях, должен быть одорирован.

Допускается подача не одорированного газа при условии установки сигнализаторов загазованности в помещениях, где

расположено газовое оборудование.

19.3.4. Для газопроводов должны приниматься трубы бесшовные, прямошовные, спиральношовные из стали группы В, Г, изготовленные из малоуглеродистой стали спокойной выплавки или легированной стали.

Трубы электросварные спиральношовные следует применять только для прямых участков газопровода.

19.3.5. При использовании в качестве резервного топливно-осушенного газа должны быть предусмотрены сепараторы.

19.3.5. Прокладка газопроводов предусматривается, как правило, надземная совместно с технологическими трубопроводами.

#### **19.4. Отопление, вентиляция и кондиционирование**

19.4.1. Раздел распространяется на здания и сооружения производственной и складской зон проектируемых и реконструируемых газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), на здания и сооружения, имеющие заглубленные объемы - на всей территории ГПЗ и за его пределами на расстоянии 100 м.

Раздел не распространяется на проектирование систем защиты персонала и оборудования от воздействия  $H_2S$  и меркаптанов в аварийных ситуациях.

Отопление, вентиляцию (ОВ) и кондиционирование воздуха (КВ) выполнять в соответствии с действующими нормативными документами, а в указанных границах - в соответствии с настоящими нормами, СНиП 2.04.05-91 и ПУЭ.

19.4.2. Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха должны с заданной степенью обеспеченности:

- поддерживать требуемые по технологии, при ремонтах - допустимые параметры воздуха в производственных помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Скорость движения воздуха в рабочей зоне допускается принимать до 1 м/с, в производственных помещениях объемом до 500 м<sup>3</sup> и высотой до 4 м - не нормируется;
- поддерживать допустимые параметры воздуха в административных, бытовых помещениях, в обслуживаемой зоне производственных помещений с постоянным присутствием (более 2 часов непрерывно, более 50 % рабочего времени) обслуживающего персонала;
- поддерживать оптимальные параметры воздуха на постоянных рабочих местах в помещениях управления (ПУ, ЦПУ);
- предотвращать загазованность производственных помещений при локальных выбросах;
- предохранять от загазованности заглубленные объемы зданий и сооружений;
- защищать от загазованности электропомещения, бытовые и производственные помещения категорий В, Г, Д, блокированные с помещениями категорий А, Б или расположенные в зонах возможного загазования;
- обеспечить продув и защиту подпором воздуха взрывозащищенных электродвигателей в продуваемом исполнении;
- для заглубленных объемов категорий А, Б и производственных помещений категорий А, Б допускать загазованность не более 20 % НКПРП.

19.4.3. Раздел ориентирован на применение серийного общепромышленного отопительно-вентиляционного оборудования отечественного производства; нового оборудования, успешно прошедшего испытания опытно-промышленную эксплуатацию; импортного оборудования, изготовленного по стандартам, соответствующим требуемым условиям эксплуатации, и имеющего гарантии изготовителя.

19.4.4. При необходимости нового отопительно-вентиляционного оборудования для конкретного объекта, требования на его разработку должны ориентироваться на создание в перспективе нового ряда оборудования, не уступающего лучшим зарубежным аналогам:

- многофункциональные малогабаритные комплектные блоки, допускающие установку в обслуживаемых помещениях всех категорий, наружную установку при расчетной температуре минус 50 ° и ниже, при пыльных бурях;
- герметичные теплообменники, допускающие использование в качестве теплоносителей горючих и 3 класса опасности жидкостей;
- автономные и бытовые кондиционеры с отдельными воздушными конденсаторами во взрывозащищенном исполнении и допускающими наружную установку;
- холодильные машины глубокого регулирования для обслуживания нескольких систем кондиционирования без разделительной емкости для промежуточного холодоносителя;
- безвентиляторные необслуживаемые воздухозаборы при пыльных бурях и т.п.

19.4.5. В качестве теплоносителя применять, как правило, воду.

Допускается применение водных растворов гликолей, керосина, масла в качестве теплоносителей для приборных систем отопления в производственных помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала, если аналогичные жидкости обращаются в технологии.

При этом трубную систему проектировать по нормам несоответствующие технологические трубопроводы, а в качестве нагревательных приборов применять гладкие трубы.

19.4.6. В теплопроводных материалах (ТМП) ГПЗ следует обеспечивать для всех потребителей достаточный располагаемый напор теплоносителей, в том числе залива систем ОВ; давление обратного теплоносителя должно превышать допустимого для систем ОВ; выполнять регулирование температуры прямого теплоносителя по отопительному графику со срезкой или на поддержание температуры обратного теплоносителя не более 80 °С; максимальную температуру прямого теплоносителя выдерживать на 20 % ниже температуры самовоспламенения веществ, находящихся в помещениях.

Хозрасчетный учет тепловой энергии выполнять только в целом для ГПЗ и при отпуске энергии для посторонних потребителей.

Подключение всех потребителей ГПЗ предусматривать зависимым, прямым.

19.4.7. Для каждого потребителя предусматривать индивидуальный тепловой пункт (ИТП).

Для группы мелких объектов с суммарным потребителем до 0,2МВт допускается устройство одного общего ИТП.

ИТП следует размещать непосредственно на вводе теплоносителей в отдельном помещении, примыкающем к наружной стене, на 1 этаже - для многоэтажных зданий.

Допускается наружное размещение ИТП с ГЖ и в обслуживаемых помещениях категорий А, Б, В одноэтажных производственных зданий. ИТП теплоносителем "вода" допускается размещать в обслуживаемых производственных помещениях и приточных вентиляционных камерах, обслуживающих помещения любых категорий.

Не следует размещать ИТП в помещениях для наполнения и хранения баллонов со сжатым или сжиженным газом, кладовых, складах.

19.4.8. Грязевики на подающих трубопроводах устанавливать при наличии регуляторов в ИТП или в обвязках калориферов систем ОВ.

В ИТП предусматривать бобышки и переносные приборы контроля, полный комплект приборов контроля устанавливать при наличии регуляторов в ИТП или системах ОВ.

19.4.9. Приборное отопление с теплоносителем "вода" предусматривать, как правило, везде, где возможно и допустимо.

Когда приборная система недостаточна для дежурного отопления или возмещения теплопотерь через наружные ограждающие конструкции на высоту 4м, количество отопительных приборов принимать максимально конструктивно возможным.

Тепловыделения оборудования и трубопроводов при расчете дежурных систем приборного отопления не учитывать.

В электропомещениях, ПУ, ЦПУ все соединения систем приборного отопления выполнять на сварке, в качестве нагревательных приборов применять регистры из гладких труб с укрытием, защищающим оборудование от брызг при авариях, запорную и сливную арматуру выносить в соседние помещения, в защитном пространстве нагревательные приборы не устанавливать, перекрытия над электропомещениями, ПУ, ЦПУ гидроизолировать.

Прокладка транзитных трубопроводов в указанных помещениях недопускается.

19.4.10. Обогрев полов наружных установок и в помещениях с постоянным пребыванием людей в производственных и административно-бытовых зданиях, кроме душевых и раздевалок, не предусматривать.

Защиту от заноса снегом наружных установок и теплозащиту полов в зданиях на 1 этажах выполнять строительными решениями.

19.4.11. Воздушное отопление рециркуляционными воздушнонагревателями для помещений, не требующих механической приточной вентиляции, и приточно-рециркуляционными установками для помещений, не требующих подпора, следует проектировать в качестве дополнительных к приборным системам отопления, или как основных, резервных, местных.

Допускается использовать воздушно-тепловые завесы в системах воздушного отопления.

Для производственных помещений категорий А, Б циркуляция воздуха допускается в пределах одного помещения.

Общие системы рециркуляционного нагрева воздуха допускается проектировать для групп производственных помещений одной из категории В, Г, Д для помещений с влажным режимом на наружных дверях и воротах предусматривать воздушно-тепловые завесы. Системы с особой категорией надежности электроснабжения не объединять с другими системами.

19.4.12. В районах с расчетной температурой на проектирование отопления минус 40 °С и ниже, в дополнение к приборным системам отопления, для административно-бытовых и производственных зданий с постоянным пребыванием людей суммарную мощность тепловых завес предусматривать достаточной на возмещение теплопотерь здания до 5 этажей включительно при закрытых дверях и воротах.

При этом расчетную наружную температуру воздуха принимать по средней температуре наиболее холодного месяца, расчетную внутреннюю - плюс 10°С. Допускается, при необходимости, дополнительно устанавливать рециркуляционные воздушнонагреватели.

Весь воздух раздавать в коридоры 1 этажа с температурой не более плюс 50 °С.

19.4.13. Для выпуска воды из систем в административно-бытовых помещениях устанавливать водоразборную арматуру.

Регулирующую арматуру для отопительных приборов допускается не устанавливать. Установку чугунных секционных радиаторов не предусматривать.

Трубопроводы прокладывать открыто, у ворот допускается прокладка в каналах размером не более 400×400мм, засыпанных песком и перекрытых съемными плитами. Прокладку трубопроводов через воздухозаборные камеры систем вентиляции не предусматривать.

В административно-бытовых зданиях допускается устройство подпольных каналов, при этом дно каналов должно быть выше планировочной отметки земли на 150 мм.

Арматуру возле наружных дверей и ворот не устанавливать, трубопроводы над воротами и в подпольных каналах теплоизолировать.

Водоподогреватель для нужд горячего водоснабжения устанавливать в ИТП, расположенных в отдельных помещениях, или в ПВК категории Д. Допускается наружная установка с выносом всей арматуры в отапливаемое помещение. Индивидуальные подогреватели устанавливать в душевых кабинках, предусматривая для этого дополнительное место.

При устройстве двойных тамбуров в северной и приравненной к ней зонам следует отапливать внутренний тамбур.

19.4.14. Применение электроэнергии для нужд отопления допускается для обогрева выпусков канализации и вводов

водопровода, небольших(до 10 кВт) одиночных потребителей удаленных от ТМП на 100 м и более.

Допускается, при согласовании с энергонадзором, предусматривать резервную с аккумулятором и электронагревателями систему горячего водоснабжения для столовой для использования ее при остановке котельной на ремонт.

Для предотвращения конденсации влаги из токоведущих деталей и подсушки электроизоляции в ЗРУ предусматривать, в районах с расчетной отопительной температурой минус 40 °С и ниже, периодическую подачу наружного подогретого воздуха. Допускаются системы местного электроподогрева.

19.4.15. Производственные помещения категорий В, Г, Д, административно-бытовые помещения, заблокированные с производственными категориями А, Б или удаленные от помещений со взрывоопасными зонами и наружных взрывоопасных установок на расстояния менее указанных в таблице 7.3.13 ПУЭ (для тяжелых или сжиженных горючих газов для закрытых РУ), считать расположенными в зоне возможного загазования.

В указанной зоне помещения должны обеспечиваться приточной вентиляцией с трехкратным обменом в час по полному объему помещения от постоянно действующей вентсистемы. При наличии вытяжной вентиляции с механическим побуждением объем притока должен превышать вытяжку на 3 крата.

Для этих же помещений за пределами указанной зоны на всей территории ГПЗ объем вытяжки с механическим побуждением полностью компенсировать приточной вентиляцией с механическим побуждением без резервных вентиляторов, если они не требуются по другим условиям.

19.4.16. Вентиляцию электропомещений выполнять в соответствии с ПУЭ. При необходимости охлаждения электропомещений увеличивать кратность притока, допуская максимальную разность температур уходящего и поступающего воздуха 15 °С и устанавливая клапаны выпуска воздуха на расход вверх 10 крат потока. Допускается предусматривать для электропомещений системы косвенного испарительного охлаждения.

В ПУ, ЦПУ обеспечивать 5-кратный приток наружного воздуха от постоянно действующей системы независимо от их расположения на территории ГПЗ.

Для помещений аккумуляторных батарей, кислотной, электродной выполнять вентиляцию в соответствии с ПУЭ автономными системами. Удаление воздуха из аккумуляторных категорий А, Б осуществлять посредством эжекторов. Подачу первичного воздуха предусматривать от приточной установки. Эжекторы устанавливать снаружи. Для аккумуляторных, расположенных в зонах возможного загазования, предусматривать системы непрерывного действия с 5-ти кратным подпором.

19.4.17. Помещения с производствами категорий В, Г, Д, расположенные на территории ГПЗ и имеющие на 1 м и более заглубленные ниже планировочной отметки земли, объемы должны обеспечиваться приточной вентиляцией с трехкратным обменом в час по полному объему от постоянно действующей вентсистемы. При наличии вытяжной вентиляции с механическим побуждением объем притока должен превышать вытяжку на 3 крата.

Небольшие, до 300 м<sup>3</sup>, наземные помещения с периодическим обслуживанием и сообщающиеся с подземными объемами категорий В, Г, Д, расположенные на территории ГПЗ и за пределами до 100 м, относить по исполнению электрооборудования к категории А и оборудовать их приборным или электроотоплением и восьмикратной вытяжкой от периодически действующей вентсистемы. При этом установка резервных вентиляторов не требуется.

При необходимости установки оборудования в нормальном исполнении, весь объем следует размещать выше планировочной отметки земли или обеспечивать трехкратный приток наружным воздухом от постоянно действующей системы.

Заглубленные более 0,5 м объемы в помещениях с производствами категорий А, Б, расположенных на территории ГПЗ, должны обеспечиваться приточной вентиляцией с механическим побуждением от постоянно действующей вентсистемы, кратность принимать по основному помещению. При необходимости устройства аварийной вентиляции допускается использовать резервный вентилятор приточной системы.

Те же объемы, требующие регулярного обслуживания, дополнительно оборудуются постоянно действующей вытяжной вентиляцией с механическим побуждением с такой же кратностью воздухообмена.

Для аварийной вентиляции в этом случае используется резервный вентилятор вытяжной вентсистемы.

Небольшие, до 300 м<sup>3</sup>, наземные помещения с периодическим обслуживанием и сообщающиеся с подземными объемами категорий А, Б, допускается обеспечивать восьмикратной вытяжкой от периодически действующей вентсистемы, совмещенной с аварийной.

Все подземные объемы, наземные помещения категорий А, Б обеспечивать однократной вытяжкой из верхней зоны с естественным побуждением, а в помещениях высотой более 6 м - не менее 6 м<sup>3</sup>/ч на 1 м<sup>2</sup> помещения.

Заглубленные объемы без оборудования, не сообщающиеся с наземными помещениями, с эпизодическим обслуживанием стационарными вентсистемами не оборудуются.

19.4.18. В зданиях объемом свыше 500 м<sup>3</sup> во всех помещениях с производством категорий А, Б, и категорий В, Г, Д, для которых воздухообмен определен по выделениям вредных веществ 1, 2 класса опасности, предусматривать приточную и вытяжную вентиляцию с механическим побуждением и вытяжную с естественным побуждением из верхней зоны на однократный воздухообмен. В теплый период года производительность систем вентиляции с естественным побуждением допускается снижать в помещениях высотой более 6 м до 6 м<sup>3</sup>/ч на 1 м<sup>2</sup> помещения, 50 % дефлекторов предусматривать с заслонками с ручным управлением во взрывобезопасном исполнении, остальные выполнять неотключаемыми.

Вентсистемы с механическим побуждением предусматривать непрерывного действия с резервными вентиляторами или резервными системами.

Независимо от состава газов, выделяющихся в помещения, дветри удаляемого воздуха забирать из нижней зоны помещения, приточный воздух подавать в рабочую зону.

При теплоизбытках более 20 ккал/м<sup>3</sup> допускается снижать забор воздуха из нижней зоны помещения до одной трети, повышать производительность систем с естественным побуждением при сохранении общего объема воздухообмена.

19.4.19. Для помещений объемом более 500 м<sup>3</sup> воздухообмен определять расчетом на основании количества выделяющихся

вредных веществ, задаваемых технологом процесса, но не менее кратностей по таблице 9, при этом:

- принимать высоту помещения фактическую, но не более 6 м;
- наличие сернистых соединений учитывать, если содержание сероводорода в смеси с углеводородами в газах и парах более 0,05 г/м<sup>3</sup>, жидкие нефтепродукты - с содержанием серы 1 % и более по весу.

Таблица 9

№ пп	Продукты применяемые в производстве	Кратность воздухообмена, крат/час		
		при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений	к-т увеличения кратности для продуктов с температурой выше 80 °С
1.	Нефтяной попутный газ с удельным весом 0,8 и менее по отношению к воздуху	4	10	-
2.	Тоже, с относительным удельным весом более 0,8	8	12	-
3.	ШФЛУ	10	12	1,2
4.	Водород, метан, бутан, этан, пропан, бутан, этилен, пропилен, и др. вредные вещества с ПДК р.з. более 50 мг/м <sup>3</sup>	8	10	1,2
5.	Полиэтилен, полипропилен, ксилол, толуол, пентан, этилированный бензин, селективные растворители и др. вредные вещества с ПДК р.з. более 5 мг/м <sup>3</sup> до 50 мг/м <sup>3</sup> включительно	10	12	1,2
6.	Бензол, метанол, и др. вещества с ПДК р.з. более 0,5 мг/м <sup>3</sup> до 5 мг/м <sup>3</sup> включительно	12	-	1,2
7.	Тоже, в насосных	18	-	1,2
8.	Хлор, ацетилен и др. вещества с ПДК р.з. менее 0,5 мг/м <sup>3</sup>	15	-	1,2
9.	Бензин, керосин, лигроин, печное топливо	6	8	1,5
10.	Моторное топливо, мазут, битум	3	7	1,5
11.	Смазочные масла	4	-	1,5
12.	Регенерируемые масла	12	-	1,5
13.	ЭГ, ДЭГ, насыщенный углеводородами	12	-	1,5
14.	Растворы ЭГ, ДЭГ	3	-	1,6
15.	Растворы МЭА, ДЭА	4	8	1,6
16.	Растворы щелочей	3	-	1,6

19.4.20. Аварийную вентиляцию в помещениях объемом 500 м<sup>3</sup> и более выполнять, при необходимости, по заданию технолога процесса.

Если объем поступлений вредных веществ, выделяющихся во время аварии, время удержания загазованности не более 50 % НКПРП не оговорены, аварийную вентиляцию предусматривать за счет включения на параллельную работу резервных вентиляторов систем общеобменной вытяжной вентиляции, при этом:

- системы должны обслуживать только одно помещение;
- характеристики вентиляторов и сетей позволяют при включении резерва увеличить производительность систем в 1,5 раза не менее;
- расположение воздухозаборных отверстий и относительная производительность систем на вытяжку из верхней или нижней зон определяются по работе систем в штатном режиме.

Если общеобменная вытяжная система обслуживает несколько помещений, то следует предусматривать для каждого помещения, если требуется, самостоятельные системы аварийной вентиляции.

19.4.21. Для отдельно стоящих производственных зданий объемом 500 м<sup>3</sup> и менее категорий А, Б с периодическим обслуживанием следует проектировать вытяжную вентиляцию из верхней зоны на 1 крат по полному объему помещения с естественным побуждением и вытяжную периодического действия на 8 крат из нижней зоны по полному объему помещения с механическим побуждением.

Вытяжную вентиляционную систему блокировать с датчиком НКПРП и предусматривать дистанционное управление снаружи у входа.

Резервный вентилятор для вытяжной вентиляционной системы, дополнительная система аварийной вентиляции и приточная вентиляционная система не предусматриваются.

19.4.22. Вентиляцию электродвигателей с видом взрывозащиты "заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением" выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ и техническими условиями заводов-изготовителей.

Системы вентиляции принимать индивидуальные для каждого электродвигателя.

Вентустановку для замкнутого цикла вентиляции принимать с резервными вентиляторами и регулирующими клапанами.

АВР предусматривать двойное: по падению давления в подающем воздуховоде и при отсутствии напряжения на обмотках двигателя рабочего вентилятора.

Для регулирующего клапана вентустановки допускается предусматривать два положения, совмещающие режимы "продув" и "рабочий".

Допускается вентустановку принимать без регулирующего клапана с 3 вентиляторами, предусматривая для режима

"герметизация" параллельную работу двух вентиляторов.

Автоматизацию вентсистем выполнять в соответствии с инструкциями по монтажу и эксплуатации обслуживаемых агрегатов, предусматривая переход из режима "герметизация" в "рабочий" после запуска ротора агрегата.

Вентустановки при разомкнутом цикле вентиляции электродвигателей принимать с резервными вентиляторами, двойным АВР, нерегулируемые.

Воздуховоды выполнять из электросварных труб или сварными из стали толщиной не менее 1,4 мм, прокладку предусматривать открытой, без фланцевых соединений в помещениях категории А, Б и в зонах В-1г, подключения к фундаментным ямам или корпусу двигателя допускается фланцевое.

Воздуховоды прокладывать снаружи здания и только в обслуживаемых помещениях, обеспечивая в помещениях категорий А, Б предел их огнестойкости 0,5 ч.

Воздухозаборы предусматривать самостоятельными, допускаются общие с системам, обслуживающими помещения с производством категорий В, Г, Д.

В узлах воздухозаборов для систем вентиляции электродвигателей предусматривать групповые установки обеспыливания воздуха, регулируемого нагрева до плюс 5 °С, камеры постоянного статического давления.

Выброс воздуха при разомкнутом цикле вентиляции электродвигателей предусматривать вне помещений категорий А, Б, зон В-1г, вышекровли на 1 м.

19.4.23. Размещение приточных, вытяжных, рециркуляционных и аварийных установок и местных отсосов допускается в обслуживаемых производственных помещениях всех категорий, если они обслуживают только помещение, в котором установлены, и если это не противоречит технологическим требованиям и санитарным нормам.

Оборудование приточных систем, обслуживающих несколько помещений с производством категорий А, Б, складов категорий А, Б, В размещать в отдельных помещениях (ПВК) с самостоятельным выходом наружу.

Вентоборудование систем вентиляции электродвигателей, оборудование систем кондиционирования воздуха размещать в ПВК категории Д.

Оборудование вытяжных и аварийных вентсистем при соответствующем климатическом исполнении допускается принимать к наружной установке, предусматривая защиту от заноса снегом, не допуская конденсационно-транспортируемой среды, защищая электродвигатели от прямого облучения солнцем. На кровлях помещений категории А, Б устанавливать оборудование, обслуживающее только данное помещение.

В районах с расчетной температурой холодной пятидневки минус 40 °С и ниже не следует размещать вентоборудование на кровлях зданий.

Ко всем помещениям с вентоборудованием и местам наружной установки вентоборудования обеспечивать возможность подъезда автотранспорта.

Для обслуживания вентоборудования на кровле необходимо устройство лестниц и ограждаемых площадок, допускающих транспорт оборудования при его замене. Для обслуживания узлов прохода покрытий во взрывобезопасном исполнении допускается предусматривать вертикальные лестницы и ходовые мостики с односторонним ограждением.

Размещение приточных венткамер над электропомещениями, приточных и вытяжных венткамер над помещениями КИП не допускается. Допускается размещение ПВК под ПУ без постоянно присутствующего персонала.

Взрывобезопасное вентоборудование принимать при установке его в помещениях категорий А, Б при транспортировке взрывоопасных сред 10 % НКГРП и более, а также в любых случаях, если:

- венткамера пристроена к зданию, на покрытии которого или этажерке размещены аппараты или емкости со взрывоопасными продуктами;

- вентоборудование устанавливается в незащищенном подпором заглубленном или сообщающемся с ним объеме, см. п. 19.4.18.

В венткамерах категории Д, заблокированных с помещениями категории А, Б, оконные проемы не предусматривать, двери располагать на расстоянии 4 м от нераскрывающихся окон и 6 м от дверей помещений категорий А, Б. Уровень безопасности эксплуатации, обслуживания и ремонта вентсистем, установленных в помещениях категорий А, Б должен быть не ниже основного обслуживаемого технологического оборудования.

19.4.24. Кондиционирование воздуха (КВ) предусматривать для ПУ, ЦПУ второго класса, если заданием не оговорен 1 класс.

Системы КВ совмещать с системами подпора наружным воздухом, при этом расход наружного воздуха предусматривать нерегулируемым и постоянным в течении всего года независимо от технологического состояния системы КВ и режимов ее эксплуатации.

Предусматривать возможность работы систем в двух режимах:

- летний - на период года, когда теплоступления превышают теплотери, в работе все системы, расход рециркуляционного воздуха постоянный и нерегулируемый;

- зимний - система КВ отключена, система подпора совмещена с воздушным отоплением, рециркуляция сокращена или выключена.

Переключения режимов обеспечивать отключением части рабочих вентиляторов, при частичном сохранении рециркуляции дополнительно предусматривать клапаны на наружном и рециркуляционном воздухе, переставляемые в положение "лето", "зима". Положение клапанов и регулировку потолочных воздушных распределителей выполнять при наладке системы и выдаче ее в эксплуатацию.

Систему КВ проектировать однозональной, ориентированной на рабочее место операторов, при необходимости корректировки параметров воздуха по помещениям следует проектировать доводчики.

Теплоноситель для доводчиков - вода с постоянными сниженными параметрами от самостоятельной системы, не зависимо подключаемой к ТМГ. При невозможности круглогодичного теплоснабжения доводчиков от ТМГ допускается проектировать электродоводчики.

В качестве основного оборудования предусматривать, как правило, автономные кондиционеры. В районах с расчетной температурой холодной пятидневки минус 40 °С и ниже кондиционеры принимать с воздушными конденсаторами. Воздушные конденсаторы заказывать во взрывозащищенном исполнении или располагать ЦПУ таким образом, чтобы воздухозабор для конденсаторов был удален от взрывоопасных установок на расстояния, указанные в таблице 7.3.13 ПУЭ.

В районах с умеренным климатом допускается принимать конденсаторы холодильных машин с охлаждением оборотной водой через градирни. При установке неавтономных и центральных кондиционеров предусматривать возможность их работы по схеме косвенного испарительного охлаждения через градирни систем оборотного водоснабжения при отключении холодильных машин.

Для градирен предусматривать условия для безаварийной круглогодичной работы.

19.4.25. Использование вторичных тепловых ресурсов предусматривать, как правило, максимальным допустимым охлаждением обратного теплоносителя ТМГ или промежуточных теплоносителей утилизационных технологических контуров.

Охлаждение теплоносителя выполнять в блоках предварительного нагрева воздуха (ПНВ), выделяемых в крупных (более 10 тыс. м<sup>3</sup>/ч по воздуху) калориферных установках нагрева наружного воздуха непрерывного действия.

В качестве теплоносителя использовать воду. Допускается принимать на установки ПНВ жидкости 3 категории опасности и ГЖ умеренных параметров с устройством собственного циркуляционного конца с промежуточным теплоносителем - вода.

Допускается, при экономической целесообразности, совмещать ПНВ с установками утилизации тепла вытяжного воздуха в одном контуре промежуточного теплоносителя.

Самостоятельные установки утилизации тепла вытяжного воздуха допускается предусматривать для районов с расчетной температурой холодной пятидневки минус 25 °С и выше.

19.4.26. При конструировании систем вентиляции предотвращать возможность загазования помещений, смежных с помещениями с производством категорий А, Б, и воздухопроводов систем вентиляции в штатных ситуациях и при случайных остановках непрерывно действующих систем.

Для помещений с производством категорий А, Б не предусматривать систем воздухопроводов с огнезадерживающими клапанами.

К системам вентиляции группы помещений с производством категорий А, Б допускается подключать в одноэтажных зданиях помещения других категорий, кроме ПВК вентиляции электродвигателей, ПУ, ЦПУ, электропомещений, общей площадью не более 200 м<sup>2</sup> при условии установки взрывозащищенного обратного клапана на воздуховоде подключаемых помещений и наружном обводе воздуховодами ограждений с нормируемым пределом огнестойкости.

Системы с особой категорией надежности электроснабжения не объединять с другими системами.

19.4.27. При конструировании воздухопроводов приточных и вытяжных систем периодического и непрерывного действия, обслуживающих помещения с производством категорий А, Б, не допускать, "мешков" для тяжелых и легких газов, для чего в верхних и нижних точках воздухопроводов предусматривать воздухозаборные или воздуховыпускные патрубки, достаточные для самопрветривания воздухопроводов при остановке.

Наружную горизонтальную прокладку воздухопроводов, в которых возможна конденсация транспортируемой среды, не допускать, выпуск конденсата предусматривать через дренируемый в отапливаемом помещении участок воздухопровода, выпуск воздуха выполнить вертикально вверх со скоростью не менее 10 м/с через утепленные шахты.

Прокладку воздухопроводов предусматривать, как правило, внутри помещений, допускается снаружи по кровлям и стенам зданий и эстакадам.

В северной и приравненной к ней зонах воздухопроводы на кровлях не прокладывать, в остальных зонах обеспечивать исключение снеготаяния и льдообразования на поверхности теплоизоляции воздухопроводов.

При прокладке по стенам, к которым обращен скат кровли, а в северной и приравненной к ней зонах во всех случаях, над воздуховодами предусматривать защитные козырьки.

Толщину листовой стали для воздухопроводов наружной прокладки принимать удвоенную по приложению № 21 СНиП 2.04.05-91, опоры принимать хомутового типа, пролет между опорами - 6 м для теплоизолированных воздухопроводов, а в северной и приравненной к ней зонах - во всех случаях, не более 3 м.

Воздухозаборы принимать с высоты 2 м над уровнем кровли, но не менее 5 м от уровня земли, на горизонтальном удалении 20 м от предохранительных клапанов, свечей технологических систем и выбросных воздухопроводов систем аварийной вентиляции.

В районах подверженных пыльным бурям, воздухозаборы для систем вентиляции электродвигателей, ЦПУ, ПУ и основных электропомещений принимать с высоты не менее 15 м.

19.4.28. Местные отсосы, как правило, должны быть встроенными и составлять часть технологического оборудования. При необходимости конструирования местных отсосов, следует выполнять их, как правило, в виде сплошного укрытия с минимальными проемами для производства работ и обслуживания.

Скорость воздух в сечении открытого проема принимать 0,5 м/с при ПДК газов и паров более 50 мг/м<sup>3</sup>, 0,7 м/с при ПДК от 5 до 50 мг/м<sup>3</sup>, 1,3 м/с при ПДК менее 5 мг/м<sup>3</sup>.

Постоянно открытые проемы в сплошных укрытиях, при наличии вредных веществ 1 и 2 класса опасности следует шибровать приточным воздухом от системы, обслуживающей только рассматриваемое помещение.

При невозможности устройства сплошных укрытий или шкафов допускается устройство зонтов для отсоса водяных паров и легких газов 4 класса опасности при наличии теплоизбытков, скорость воздуха в приемном сечении зонта принимать 1 м/с.



19.4.29. К особой группе электропотребителей 1-й категории надежности электроснабжения с резервированием от автономного источника электроэнергии по заданиям технолога процесса относить:

- системы вентиляции электродвигателей;
- аварийную вентиляцию помещений с производством категории А, Б. Сюда не относятся системы противодымной защиты и удаления инертного газа после срабатывания систем газового пожаротушения;
- системы, обеспечивающие подпор воздуха в электропомещениях, ПУ, ЦПУ, в зонах возможного загазования.

Сюда не относятся системы воздушного и испарительного охлаждения электропомещений, системы КВ для ПУ и ЦПУ.

Системы воздушного отопления в объеме, достаточном для поддержания заданной температуры внутри оговоренных заданием помещений.

Самозапуск электродвигателей после кратковременного перерыва подачи электроэнергии или переключения на автономный источник энергии обеспечивать для систем вентиляции электродвигателей.

Местное управление предусматривать для всех систем ОВ.

Дистанционное управление от кнопок, расположенных в местах удобных для обслуживания, дополнительно предусматривать для систем:

- расположенных выше рабочей зоны или на кровле;
- помещениях с затрудненным доступом (ВВК с входом из помещений со взрывоопасным производством, склады);
- периодического действия, расположенных в рабочей зоне и удаленных от мест обслуживания (местные отсосы, вытяжные шкафы, ВВК наружной установки).

Дистанционное управление от единой кнопки, расположенной снаружи у основного эвакуационного выхода, предусматривать для всех систем аварийной вентиляции обслуживаемого помещения, для вытяжных систем помещений категории А, Б объемом 500 м<sup>3</sup> и менее, для всех систем периодического действия, обслуживающих помещения, сообщающиеся с подземными объемам.

Дистанционное отключение от единой кнопки у основного эвакуационного выхода предусматривать для всех систем ОВ, обслуживающих здание, за исключением систем вентиляции тамбуршлюзов, электродвигателей и противодымной защиты, на случай возникновения пожара в одном из помещений любой категории.

Все автоматические блокировки выполнять в соответствии со СНиП 2.04.05-91, дополнительно предусматривать:

- блокировку створок вытяжных шкафов с вытяжной вентиляцией, при работе с веществами 1 и 2 категории опасности;
- блокировку вентсистем на их отключение при срабатывании пожарных извещателей на пожар;
- блокировку зарядного устройства в аккумуляторных системах периодического действия по п. 4.4.12 ПУЭ;
- если устанавливаются датчики загазованности - отключение и запрет на включение всех систем ОВ здания при достижении 50 % НКПРП внутриодного из помещений, 20 % НКПРП в зоне воздуха забора или воздуха заборной шахты - для объектов основного и подсобно-производственного назначения. Установка датчика должна обеспечивать возможность его обслуживания и замены без отключения и остановки вентсистем.

Автоматическое регулирование выполнять в системах кондиционирования, холодоснабжения, вентиляции электродвигателей, охлаждения электропомещений, для калориферных установок, установленных последовательно с ПНВ, в остальных случаях - по технологическим требованиям.

Автоматическую защиту калориферов от замораживания предусматривать для блоков ПНВ, для периодически действующих систем, для систем автоматическим регулированием температуры приточного воздуха.

Защиту калорифера для нерегулируемых систем периодического действия выполнять отключением вентиляторов.

Для регулируемых систем периодического действия предусматривать остановку регулирования, затем вентилятора.

Возврат к режиму регулирования допускается предусматривать ручным. Электроклапаны на наружном воздухе в этом случае не устанавливать.

Для регулируемых систем непрерывного действия защиту калориферов предусматривать остановкой регулирования и переходом на режим "прогрев", с ручным восстановлением регулирования.

Защиту блоков ПНВ выполнять подмешиванием прямого теплоносителя.

Сигнал об отклонении параметров от заданных пределов выносить в операторные, ПУ, ЦПУ для производственных объектов, в диспетчерскую завода для прочих объектов, по следующим параметрам:

- падение температуры обратного теплоносителя ниже заданной для калориферных установок в системах периодического действия и в нерегулируемых системах непрерывного действия;
- включение режима "прогрев" для калориферных установок в регулируемых системах непрерывного действия и для блоков ПНВ;
- контроль по потоку воздуха в напорном воздуходе приточных и вытяжных систем непрерывного действия, для вытяжных систем допускается предусматривать сигнал о действии электродвигателя;
- режимы "в работе" и "отключен" для электродвигателей вентиляторов в системах периодического действия, обслуживающих производственные объекты, для прочих объектов - по п. 9.9 СНиП 2.04.05-91;
- обобщенный сигнал неисправности для систем кондиционирования и холодоснабжения;

- ввод АВР в системах вентиляции электродвигателей.

Общий объем средств контроля и автоматизации предусматривать минимально-необходимым для обеспечения безаварийной эксплуатации систем без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

АСУ систем ОВ, КВ, холодоснабжения совместно с системами ТС допускается проектировать как составную часть АСУ предприятия с задачами и в объеме, оговоренными заданием на проектирование.

## 19.5. Водоснабжение и канализация

### 19.5.1. Общие положения

19.5.1.1. При разработке раздела "Водоснабжение и канализация" следует руководствоваться главами СНиП: по проектированию наружных сетей и сооружений водоснабжения, наружных сетей и сооружений канализации, внутреннего водопровода и канализации зданий; санитарными нормами, правилами охраны поверхностных вод от загрязнения. Основами водного законодательства.

19.5.1.2. С целью сокращения расходов воды необходимо применять оборотные системы водоснабжения с использованием аппаратов воздушного охлаждения, создавать (по возможности) бессточные системы технического водоснабжения, исключать применение питьевой воды для технических целей.

19.5.1.3. При проектировании объектов водоснабжения и канализации следует применять типовые проекты зданий и сооружений. Для северной климатической зоны следует применять комплектно-блочные здания и сооружения по "Перечням БКУ" специализированных институтов.

19.5.1.4. Водопроводные и канализационные насосные станции, как правило, должны проектироваться автоматическими, без постоянного обслуживающего персонала. Допускается дистанционное управление насосными станциями I, II подъемов, артезианскими скважинами.

19.5.1.5. Измерение расходов воды следует предусматривать на водозаборах, подводящих водоводах к объектам-потребителям, в точках передачи воды сторонним организациям, на подпиточных водоводах оборотных систем водоснабжения. Виды измерения:

- оперативный - для потребителей завода;
- коммерческий - для сторонних потребителей.

19.5.1.6. Насосные станции, заглубленные более чем на 0,5 м расположенные на территории ГПЗ, должны оборудоваться газоанализаторами автоматической сигнализацией и блокировкой на включение аварийной вентиляции.

19.5.1.7. Категорию надежности электроснабжения объектов водоснабжения и канализации принимать в соответствии с Приложением 1 настоящим норм.

### 19.5.2. Водоснабжение

19.5.2.1. Выбор схем и систем централизованного водоснабжения следует производить на основании сопоставления технико-экономических данных с учетом наличия источников водоснабжения, подтвержденной кооперации и технических условий на водоснабжение. Как правило, на ГПЗ должны проектироваться следующие системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевая;
- производственно-противопожарная;
- оборотного водоснабжения.

19.5.2.2. ГПЗ по степени обеспеченности подачи воды относятся к 1-й категории. При отсутствии кооперации в составе ГПЗ необходимо проектировать насосные станции хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения с резервуарами. Емкости резервуаров принимаются на основании расчетов в соответствии с требованиями СНиП 2.04.02-84 п.п. 8.4 и 9.1 - 9.8.

Сооружения системы водоснабжения должны иметь резерв производительности, достаточный для обеспечения возросших потребностей в воде при расширении производства.

19.5.2.3. Напор в сетях производственного водопровода на вводах технологических установок должен приниматься по технологическим требованиям, но не должен быть менее 30 м. в. ст.

Давление в сети должно поддерживаться за счет работающего насоса производственного водоснабжения или пневмобака.

При снижении давления в сети до 0,20 МПа автоматически должны включаться пожарные насосы ( $P = 0,9 \text{ МПа}$ ).

Требования к противопожарному водоснабжению и пожаротушению изложены в разделе 34 "Пожарная безопасность производства".

19.5.2.4. Расчет открытых систем оборотного водоснабжения с применением градиен, установок по предотвращению карбонатных, сульфатных отложений и биологических обрастаний в теплообменной аппаратуре, систем предотвращения коррозии необходимо производить на основании СНиП 2.04.02-84 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения" [62].

19.5.2.5. Для восполнения потерь воды в открытых оборотных системах водоснабжения могут использоваться очищенные сточные воды системы канализации после их биохимической очистки.

При этом качество оборотной воды должно соответствовать нижеперечисленным показателям:

- |                       |  |
|-----------------------|--|
| - нефтепродукты       | - не более 25 мг/л;                      |
| - взвешенные вещества | - не более 25 мг/л;                      |
| - сульфаты            | - не более 500 мг/л $\text{SO}_4^{2-}$ ; |

- хлориды	-не более 300 мг/л Cl $\phi$ ;
- общее солесодержание	-не более 1000 мг/л;
- постоянная жесткость	-не более 15 мг/экв/л;
- БПК <sub>5</sub>	-не более 15 мг/л O <sub>2</sub> ;
- БПК <sub>полн.</sub>	-не более 25 мг/л O <sub>2</sub> ;
- pH	-7 , 8,5.

19.5.2.6. При использовании свежей технической воды для подпитки оборотных систем качество подпиточной воды должно соответствовать нижеперечисленным показателям:

нефтепродукты	-не более 5 мг/л;
взвешенные вещества	-не более 25 мг/л;
сульфаты	-не более 130 мг/л SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ;
хлориды	-не более 50 мг/л Cl $\phi$ ;
общее солесодержание	-не более 500 мг/л;
карбонатная жесткость	-не более 3,0 мг-экв/л;
БПК <sub>5</sub>	-не более 6 мг/л O <sub>2</sub> ;
БПК <sub>полн.</sub>	-не более 10 мг/л O <sub>2</sub> ;
pH	-6,5 , 8,5

19.5.2.7. Сети хозяйственно-питьевого, производственно-противопожарного и оборотного водоснабжения на ГПЗ должны быть кольцевыми.

Напорные трубопроводы от насосных до соответствующих кольцевых сетей должны прокладываться в две нитки, каждая из которых должна рассчитываться на 100 % расчетный расход воды.

19.5.2.8. На кольцевых сетях водопровода должны устанавливаться задвижки в колодцах.

Привод задвижек должен быть:

- ручной в колодце с колонкой управления (штурвал у люка колодца) для задвижек 50 , 400мм;
- с электроприводом для задвижек диаметром свыше 400 мм. Вид управления местный.

### 19.5.3. Канализация

19.5.3.1. На ГПЗ количество сетей производственной канализации следует определять исходя из состава, расходов сточных вод, возможности их повторного использования и необходимости локальной очистки.

Как правило, на ГПЗ должны предусматриваться следующие отдельные системы канализации:

- бытовая;
- производственно-ливневая;
- солесодержащих сточных вод химводочисток котельных и продувочных вод котлов.

При наличии в составе ГПЗ установок сероочистки и доочистки восточных газов растворами аминов необходимо предусматривать сети и сооружения по сбору и очистке стоков, содержащих МДЭА, ДЭА (аминсодержащих стоков). Очистка и утилизация указанных стоков должна решаться по технологическим регламентам научно-исследовательских институтов.

19.5.3.2. Пропускная способность производственно-ливневой сети должна быть рассчитана на прием производственных сточных вод и максимальный расчетный приток ливневых вод или 50 % пожарного расхода воды, если последний больше расчетного ливневого расхода, поступающего в канализацию.

19.5.3.3. При проектировании сетей канализации необходимо учитывать следующие особые требования:

- подбор материала труб производить в зависимости от состава стоков, агрессивности грунтовых вод, температуры стоков (не более 40 °С) и температуры окружающего воздуха. Сеть должна выполняться из несгораемых материалов;
- выбор типа основания под сети канализации, в зависимости от характеристики грунтов в зоне их укладки;
- в особых условиях указывать требования по заделке стыковых соединений раструбных труб, исключающие возможность фильтрации (инфильтрации) стоков;
- на выпусках из зданий производственной канализации, с возможным содержанием в них СУГ, ЛВЖ и ГЖ и на линейной части сети промканализации в интервале через 400 м необходимо предусматривать колодцы с гидрозатворами.

В колодцах с гидрозатворами на линейной части сети необходимо так же предусматривать вентиляционные стояки диаметром 300 мм, высотой 5 м;

- минимальный диаметр труб производственно-ливневой канализаций, транспортирующей стоки с загрязнениями нефтепродуктами, должен быть не менее 200 мм;
- сеть производственной канализации должна быть закрытой (применение открытых лотков запрещается).

19.5.3.4. Для выпуска атмосферных вод с обмурованных площадок наружных технологических установок и вод с обвалованных площадок (огражденных стенами) резервуарных парков с ЛВЖ, ГЖ и СУГ, за пределами обвалования в сухих колодцах должны устанавливаться задвижки (нормальное положение задвижек "закрыто", открытие задвижек под наблюдением производственного персонала).

19.5.3.5. Сбрасывать взрывопожароопасные продукты в канализацию, даже в аварийных случаях, не допускается.

19.5.3.6. Крышки люков водопроводных и канализационных колодцев, расположенных в зоне радиусом до 50 м от зданий и сооружений ГПЗ, отнесенных по взрывоопасности к зонам классов В-1а и В-1г с газом удельным весом более 0,8 по отношению к воздуху, должны быть оборудованы стальными обечайками диаметром 1 м, высотой 15 см и засыпаны песком до верхней образующей обечайки.

В северной климатологической зоне колодцы на сетях водоснабжения и канализаций должны проектироваться с двумя крышками.

Пространство между крышками должно заполняться теплоизолирующим материалом.

19.5.3.7. В канализационных насосных станциях производственных сточных вод допускается установка в одном помещении насосов для перекачки производственных сточных вод, насосов уловленной нефти, насосов перекачки осадков из очистных сооружений, а так же насосов для перекачки бытовых сточных вод.

Электродвигатели в насосных станциях должны предусматриваться во взрывозащищенном исполнении. Приемные резервуары для перечисленных выше стоков (кроме бытовых) должны располагаться вне здания насосных на расстояние не менее 10 м (приемный резервуар для бытовых стоков может располагаться в совмещенном здании насосной).

19.5.3.8. Очищенные производственно-дождевые стоки и осесодержащие сточные воды химводоочисток котельных и продувочных вод котлов следует использовать для заводнения нефтяных пластов.

Степень очистки сточных вод для использования их в системе заводнения принимается по данным проекта разработка нефтяного месторождения.

19.5.3.9. Закачка бытовых сточных вод ГПЗ (совместно с производственно-дождевыми) для целей заводнения допускается только после полной их биологической очистки и обезвреживания при расходе бытовых стоков не более 100 м<sup>3</sup>/сут. и согласовании приема с промышленным объединением и институтом-разработчиком проекта разработки месторождения.

19.5.3.10. При отсутствии в районе размещения ГПЗ систем заводнения нефтяных пластов утилизацию очищенных сточных вод ГПЗ можно решать следующими путями:

- повторно использовать очищенные сточные воды для производственных целей ГПЗ;

- сбросить очищенные стоки в водоемы.

19.5.3.11. В качестве сооружений для очистки и доочистки производственно-дождевых сточных вод в варианте повторного использования стоков для нужд ГПЗ могут служить резервуары динамического отстоя (время отстоя 8 , 16 ч), напорные фильтры с однослойными двухслойными загрузками (кварцевый песок, антрацитовая, мраморная крошка, керамзит). Скорость фильтрации принимать при нормальном режиме - 5 м/ч, при форсированном 6 , 7 м/ч.

Качество очищенных сточных вод при этом должно быть:

содержание нефтепродуктов - 5 , 10 мг/л

взвешенных веществ - 5 , 10 мг/л.

19.5.3.12. Состав сооружений и возможность отведения сточных вод в варианте сброса сточных вод в водоемы определяется в каждом конкретном случае в соответствии с требованиями "Правил охраны поверхностных вод от загрязнения" и обосновывается расчетами влияния сбрасываемых стоков на качество воды водоема.

19.5.3.13. Земляные канализационные сооружения (пруды-отстойники, пруды-испарители, аварийные амбары, шламонакопители) должны иметь противоточную фильтрационную защиту откосов и днищ (полимерные пленки), исключающую загрязнение нефтью и нефтепродуктами почвы и подземных вод.

## 19.6. Обеспечение производства сжатым воздухом

19.6.1. При проектировании воздушных компрессорных станций необходимо руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов" [8].

19.6.2. Воздушные компрессорные станции в составе ГПЗ предназначаются:

а) для бесперебойного снабжения сжатым очищенным и осушенным воздухом приборов КиП и А;

б) для снабжения сжатым воздухом пневматического инструмента;

в) для очистки сжатым воздухом технологического оборудования;

г) для приготовления растворов реагентов (перемешивания);

д) для технологического процесса (например, окисление меркаптанов в дисульфиды в процессах типа "Меррок").

19.6.3. Для пневматических систем контроля, управления и ПАЗ должны предусматриваться специальные установки и отдельные сети сжатого воздуха.

19.6.4. В составе воздушной компрессорной должна предусматриваться установка осушки воздуха.

Требования к параметрам и качеству воздуха на ГПЗ приведены в табл. 2 настоящих норм.

19.6.5. Количество и размещение компрессорных на заводе должно быть таким, чтобы потери давления в сети до потребителей не превышали 0,2 МПа (2,0 кг/см<sup>2</sup>).

19.6.6. Подача воздуха КиП и А и технического воздуха изустановки должна осуществляться по отдельным трубопроводам. Отбор технического воздуха следует осуществлять перед ресивером компрессорной. Между отводом и ресивером должен быть установлен обратный клапан.

19.6.7. Если в составе ГПЗ проектируются две и более воздушных компрессорных станций, то должна применяться коллекторная система снабжения завода сжатым воздухом.

19.6.8. Размещение воздушной компрессорной станции и устройств для забора воздуха на территории завода должно определяться в соответствии с инструкцией на эксплуатацию компрессоров.

19.6.9. Воздух для воздушных компрессоров должен быть очищен от пыли, масла, влаги.

19.6.10. Питающие сети сжатого воздуха КиП и А должны иметь буферные емкости (ресиверы), обеспечивающие питание воздухом системы контроля, управления и ПАЗ в течение не менее 1 часа при остановке компрессоров.

Ресиверы должны быть оснащены приборами КиП и А, позволяющими постоянно контролировать давление воздуха в них.

При понижении давления воздуха в сети ниже допустимого должна включаться световая и звуковая сигнализация, которую необходимо выполнять независимо от сигнализации, характеризующей отклонение технологических параметров на установке.

Запрещается использование сжатого воздуха не по назначению.

19.6.11. Трубопроводы на обвязке компрессоров во избежание вибрации должны быть надежно закреплены.

19.6.12. Для периодической очистки воздухопроводов от масляных отложений следует предусматривать промывку их водным раствором поташа.

### **19.7. Обеспечение производства инертным газом.**

19.7.1. В составе ГПЗ следует, как правило, предусматривать необходимые мощности по выработке инертного газа.

19.7.2. Инертный газ на ГПЗ используется:

для технологических нужд (создание инертных "подушек", перекачивание пожаро- и взрывоопасных сред);

для целей газового пожаротушения;

для продувки и испытания на герметичность систем аппаратов и трубопроводов.

19.7.3. Инертный газ должен быть осушен до остаточной абсолютной влажности, исключающей выпадение влаги в трубопроводах в зимних условиях при его транспортировке и редуцировании из реципиентов (емкости для хранения), а также допустимой по условиям технологии производства.

19.7.4. На ГПЗ необходимо предусматривать две системы инертного газа: низкого и высокого давления.

Система низкого давления должна иметь давление до 0,8 МПа (8,0 кг/см<sup>2</sup>).

Давление в системе высокого давления определяется проектом в каждом конкретном случае и должно быть не менее давления, требующегося для пневматического испытания на плотность аппаратов и трубопроводов по условиям производства.

19.7.5. Общий объем инертного газа, необходимого для завода, с учетом пожаротушения следует определять исходя из среднего расхода его всеми установками, но он должен быть не менее максимального расхода его двумя установками, одна из которых является наибольшим потребителем инертного газа.

19.7.6. Потребность установки в продувочном инертном газе должна определяться как произведения  $K \cdot V$ , где  $K$  - кратность продувки системы аппаратов и трубопроводов,  $V$  - геометрический объем продуваемой системы.

Кратность продувки при атмосферном давлении рекомендуется принимать равной 3, 5.

19.7.7. Объем склада для хранения инертного газа на ГПЗ следует определять исходя из 5-кратного суммарного геометрического объема аппаратов, оборудования и трубопроводов, требующих продувки инертным газом перед пуском, ремонтом, с учетом расхода его на пожаротушение и на испытание на герметичность наибольшего по объему аппарата высокого давления.

19.7.8. Запас сжатого инертного газа в реципиентах, как правило, храниться под максимальным избыточным давлением, создаваемым компрессорами (рекомендуемое давление 20 МПа).

Для подачи инертного газа на установки из реципиентов должны устанавливаться автоматические регулирующие органы и защитные устройства, исключающие возможность повышения давления в заводской сети сверх допустимого.

При этом должен быть проведен поверочный расчет трубопроводов по условиям стойкости материала труб к низким температурам (по показателю ударной вязкости) и при необходимости предусмотрены меры против понижения температуры трубопроводов от холода дросселирования, а также против поступления переохлажденного инертного газа в технологические аппараты.

19.7.9. По стационарному трубопроводу инертный газ должен быть подведен ко всем установкам, в которых по условиям безопасности необходимо применение инертного газа.

При этом должны быть соблюдены следующие условия:

а) сечение распределительного трубопровода и магистралей должно быть рассчитано на максимальный расход инертного газа каждым потребителем с учетом коэффициента одновременности загрузки установок (цехов) не менее 0,7;

б) на каждом вводе расходной магистрали инертного газа на установку (или цех) необходимо предусматривать установку манометра, запорного органа и обратного клапана.

19.7.10. На каждом стационарном подводе инертного газа в аппарат, агрегат или трубопровод необходимо устанавливать

манометр, запорную арматуру и обратный клапан. Манометр устанавливается первым по ходу газа (перед арматурой).

19.7.11. Подключение трубопроводов инертного газа к аппаратам или газовым магистралям с целью продувки следует выполнять только через разъемные соединения, за исключением систем с автоматической продувкой.

19.7.12. Ответвления газопроводов, подводящие инертный газ к аппаратам и агрегатам, рассчитанным на давление ниже, чем давление в магистральном газопроводе инертного газа, должны быть снабжены манометром и редуцирующими устройствами или регуляторами давления на подводящих трубопроводах, а также манометром и предохранительным клапаном, установленными на стороне низкого давления после редуцирующего устройства. Автоматическое редуцирующее устройство и предохранительный клапан должны быть отрегулированы на расчетное давление аппаратов, потребляющих инертный газ.

19.7.13. Проектирование производства инертного газа разделением воздуха следует выполнять по схемам и с использованием оборудования (блоков), разработанным специализированными организациями (предпочтительно на диафрагмах - разделителях).

## 20. ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

20.1. В проектах технологических установок и установок энергетического назначения (водоснабжения, теплоснабжения и др.) на которых обращаются продукты (потоки), содержащие кислые компоненты, или применяются реагенты, вызывающие коррозию, необходимо предусматривать мероприятия по защите технологического оборудования, аппаратуры и трубопроводов от коррозии и эрозии.

В зависимости от коррозионных свойств среды, условий эксплуатации и коррозионной стойкости материалов для защиты оборудования, аппаратов и трубопроводов от коррозии и эрозии в условиях ГПЗ должны предусматриваться следующие основные способы:

- а/ применение коррозионно стойких материалов;
- б/ ингибирование;
- в/ применение антикоррозионных покрытий (лакокрасочных, оксидных и др.);
- г/ термообработка аппаратов, труб и сварных швов;
- д/ химическая нейтрализация агрессивной среды;
- е/ защита систем от контакта с кислородом воздуха (инертные "подушки" и т.п.);
- ж/ фильтрация потоков от механических примесей.

20.2. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии должна выполняться в соответствии с требованиями СН 527-80 [20], ГОСТ 9.602-89, ГОСТ 25812-83.

На технологических установках ГПЗ для защиты от сероводородной коррозии теплообменного оборудования и трубопроводов рекомендуется применять ингибиторы типа "Нефтехим", "ГИГХ-4", "Тюмень", "Нефтегаз", для стабилизации воды оборотных блоков с целью уменьшения коррозии, отложения солей и биообросотания цинк - бихромат полифосфат - никроматный ингибитор коррозии (в соответствии с РД39-0148306-403-86) [63] и ингибитор на основе комплексов (в соответствии с РД39-23-1148-84) [64], а в качестве антикоррозионных покрытий - покрытия на основе оксидных материалов (ЭГ-5116, ЭГ-607).

20.3. При конструировании технологических аппаратов и проектировании обвязки их трубопроводами в целях предотвращения коррозии и эрозии необходимо избегать образования застойных зон в процессе эксплуатации, не допускать участков с резким изменением скорости технологической среды, зон повышенной турбулентности и эрозионного воздействия на конструкционные материалы.

20.4. Проектом должны предусматриваться соответствующие технические средства и мероприятия, обеспечивающие в процессе эксплуатации контроль за скоростью коррозии оборудования, аппаратов, трубопроводов и арматуры, конструкций зданий и сооружений, а также за эффективностью применения противокоррозионной защиты.

20.5. Защиту от коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов, а также трубопроводов, прокладываемых в каналах, тоннелях и галереях, следует предусматривать в соответствии с требованиями государственных стандартов и главы СНиП по проектированию защиты от коррозии строительных конструкций.

20.6. При бесканальной прокладке подземных трубопроводов проектирование средств защиты от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, следует осуществлять:

для трубопроводов без тепловой изоляции, транспортирующих вещества с температурой до 70 °С, - в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-89;

для трубопроводов без тепловой изоляции, транспортирующих вещества с температурой свыше 70 °С, - в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию тепловых сетей.

20.7. При проектировании средств защиты от коррозии коммуникаций компрессорных и перекачивающих станций, размещаемых на территориях промышленных площадок, а также способов защиты и изоляционных покрытий трубопроводов, прокладываемых в скальных грунтах, следует руководствоваться требованиями главы СНиП по проектированию магистральных трубопроводов.

20.8. Подземные трубопроводы в местах пересечения с путями электрифицированных железных дорог должны иметь изоляцию усиленного типа в соответствии с ГОСТ 9.602-89, выступающую на 3 м из футляра, и укладываться на центрирующие диэлектрические прокладки.

20.9. При изменении условий прокладки (например, от подземной к наземной) и соответственно способов защиты от коррозии должно предусматриваться перекрытие защитных покрытий внахлест не менее 0,5 м.

20.10. Трубопроводы, транспортирующие вещества с температурой ниже 20 °С и подлежащие теплоизоляции, должны защищаться от коррозии как трубопроводы без тепловой изоляции.

## **21. ТРЕБОВАНИЯ К ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИРОДНЫХ, МАТЕРИАЛЬНЫХ И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

### **21.1. Охрана окружающей природной среды**

#### 21.1.1. Общие положения

21.1.1.1. При проектировании ГПЗ должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие выполнение требований Закона и Основ законодательства об охране атмосферного воздуха, о здравоохранении, о недрах, о сохранении животного мира, Основ земельного и лесного законодательства, нормативно-технических документов, содержащих требования природоохранного законодательства (СНиПов, ГОСТов, СН, указаний и инструкций).

Разрабатываемые мероприятия должны быть направлены на сокращение вредных выбросов в атмосферу, в водоемы, на почву и на рациональное использование природных материальных и топливно-энергетических ресурсов.

В задании на проектирование должны быть указаны основные документы по охране окружающей среды, выполнение которых обязательно при проектировании ГПЗ.

21.1.1.2. Раздел проекта (рабочего проекта) "Охрана окружающей природной среды" следует разрабатывать с использованием соответствующего пособия "Охрана окружающей природной среды" [65] (к СНиП 1.02.01-85), разработанного институтом ЦНИИпроект Госстроя СССР (1989 г.) и включать следующие подразделы:

- "Охрана атмосферного воздуха от загрязнения" (защита атмосферы);
- "Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения" (защита водного бассейна);
- "Восстановление (рекультивация) земельного участка, использование плодородного слоя почвы, охрана недр и животного мира (Защита почвы)".

21.1.1.3. При проектировании новых, расширении, реконструкции и техническом перевооружении действующих ГПЗ и отдельных технологических установок должна проводиться оценка воздействия планируемой деятельности на окружающую среду (ОВОС), ставящая задачей выбор и разработку экологически оптимального варианта проекта.

Требования к содержанию ОВОС и форме ее представления в составе проектной документации определяются "Инструкцией о порядке проведения оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) при разработке материалов по выбору площадки (трассы), технико-экономических обоснований инвестиций и проектов строительства народнохозяйственных объектов и комплексов" [66] и "Временными методическими указаниями по составлению раздела "Оценка воздействия на окружающую среду" в схемах размещения, ТЭО (ТЭР) и проектах разработки месторождений и строительства объектов нефтегазовой промышленности", утвержденными Миннефтегазпромом 24.12.91 г. [67].

#### 21.1.2. Защита атмосферы

21.1.2.1. Газоперерабатывающий завод сам по себе является природоохранным объектом, строительство которого достигает две цели: повышение степени рационального использования природных ресурсов и снижение степени загрязнения окружающей природной среды ингредиентами, образующимися при сжигании не утилизируемого нефтяного газа, за счет вовлечения в переработку нефтяного газа.

Загрязняющими ингредиентами на ГПЗ могут быть следующие компоненты: углеводороды, сероводород, сернистый газ, окись углерода, сажа, меркаптаны, окислы азота и другие компоненты, присутствующее в сырье, продуктах переработки газа, а также в продуктах сжигания топлива в печах и сбросных газах на факелах.

21.1.2.2. Каждый ГПЗ, как правило, в своем составе должен иметь:

- а) систему сбора и утилизации газовых выбросов от предохранительных клапанов, регулирующих, продувочных и сбросных органов или ифакельную систему для сжигания этих выбросов;
- б) систему сброса, отстоя и возврата в производство жидких горючих веществ и химреагентов;
- в) систему сбора и утилизации сильно загрязненных стоков и отходов производства;
- г) систему аварийного быстрого опорожнения технологических блоков (стадий) при АРБ.

21.1.2.3. Выбросы вредных веществ в атмосферу на ГПЗ складываются из постоянных (организованных и неорганизованных) выбросов и периодических.

К неорганизованным выбросам следует относить:

- утечки в уплотнениях и соединениях технологических аппаратов и агрегатов, трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры;
- выбросы при продувке пробоотборник устройств и отборе проб;
- выбросы вентиляционных систем технологических насосных, газовых компрессорных и других помещений с оборудованием, содержащим вредные вещества;
- выбросы при операциях слива и налива на эстакадах и т.п.

К постоянным организованным выбросам следует относить:

- дымовые газы от сжигания топлива в печах;
- дымовые газы от сжигания хвостовых газов установок производства серы; установок термического обезвреживания отходов

и т.п.;

- дымовые газы от котельной.

К периодическим относятся выбросы:

- от предохранительных клапанов (залповые);

- от разгрузочных устройств машин (компрессоров) и оборудования при отключениях (залповые);

- факельные при аварии и освобождении систем;

- от разгрузочных устройств при опорожнении систем перед ремонтом и т.п.

21.1.2.4. При оценке влияния предприятия на экологическую обстановку следует учитывать как постоянные, так и периодические, в том числе залповые, аварийные, выбросы вредных веществ в атмосферу.

При расчете уровня загрязнения атмосферы вредными веществами для установления размеров санитарно-защитной зоны следует учитывать регламентные выбросы, к которым относятся постоянные и регулярные периодические выбросы от стационарных и передвижных источников, включая неорганизованные выбросы.

Залповые выбросы в расчет санитарно-защитной зоны не включаются, если суммарная продолжительность залповых выбросов от всех объектов не превышает 1000 часов в год.

В противном случае в расчет санитарно-защитной зоны следует включать наиболее мощный источник или группу источников, выбросы от которых осуществляются одновременно.

В любом случае плановые залповые выбросы должны включаться в проект нормативов ПДВ и для наиболее опасного из них (или для группы источников, выбросы от которых осуществляются одновременно) производится расчет рассеивания с целью оценки возможного уровня загрязнения атмосферы. Такой же расчет должен производиться и для аварийных выбросов.

Результаты расчетов в необходимых случаях используются для разработки дополнительных мероприятий по защите населения.

В объем аварийных выбросов для указанных расчетов должны также включаться соответствующие выбросы от концевых участков продуктопроводов сырья.

21.1.2.5. В целях сокращения вредных выбросов в атмосферу от технологических процессов при разработке новых и реконструкции действующих ГПЗ необходимо в проекты закладывать такие решения как:

- уменьшение количества технологических переделов (стадий);

- применение непрерывных процессов взамен периодических там, где это возможно;

- схемы прямого питания исходным сырьем технологических установок и откачки готовой продукции в товарные парки без промежуточных емкостей;

- более совершенное аппаратное оформление технологических процессов, разработанное с учетом требований экологии (оборудование повышенной надежности, повышенной мощности, бессальниковые насосы, насосы с двойными торцевыми уплотнениями и т.п.);

- системы оборотного водоснабжения со схемами централизованного сбора сточных вод, содержащих углеводороды, в специальные резервуары, закрытые системы оборотного водоснабжения (взамен "мокрых" градирен);

- автоматические системы контроля и регулирования процесса горения в топках технологических печей и на факелах;

- системы контроля степени загрязнения окружающей природной среды;

- системы противоаварийной защиты процесса и оборудования;

- системы технической диагностики состояния оборудования и трубопроводов и противокоррозионной защиты;

- системы быстрого отключения (локализации) АРБ и опорожнения блока с целью снижения энергетического потенциала взрывоопасности технологического блока.

21.1.2.6. Газообразные среды разгрузки и продувки аппаратов следует направлять в соответствующие системы сброса предохранительных устройств этих же аппаратов.

21.1.2.7. Для сокращения потерь газа и защиты воздушного бассейна от вредных выбросов на ГПЗ в составе факельного хозяйства следует предусматривать, в случае экономической целесообразности, установки сбора и утилизации углеводородных газов, назначение которых:

- сбор и кратковременное хранение сбросных газов от предохранительных клапанов, регулирующих, продувочных и др. органов;

- возврат газа и углеводородного конденсата на завод для дальнейшего использования.

21.1.2.8. При определении источников газовой выделений и расчетах выбросов вредных веществ в атмосферный воздух, а также дальности их рассеивания и установления санитарно-защитной зоны завода следует учитывать планируемое наращивание мощности и изменение состава продуктов переработки ГПЗ, все возможные источники организованных и неорганизованных выбросов.

Расчеты должны учитывать "фоновые" загрязнения атмосферного воздуха и учитывать эффект суммации действия вредных веществ, загрязняющих атмосферный воздух.

21.1.2.9. При проектировании заводов, перерабатывающих газ с высоким содержанием сероводорода, размер санитарно-защитной зоны должен определяться индивидуально для каждого завода по согласованию с государственными органами надзора.



21.1.2.10. При проектировании ГПЗ, перерабатывающих газ с высоким содержанием сероводорода, должна предусматриваться система комплексного мониторинга окружающей природной среды в рабочей, санитарно-защитной и особоконтролируемой зонах, обеспечивающая постоянное наблюдение (контроль) за текущим состоянием приземного слоя атмосферного воздуха, водной среды и почв. В составе таких ГПЗ следует также предусматривать лабораторию по контролю окружающей природной среды.

Лаборатория должна быть оснащена оборудованием, необходимым для осуществления контроля за содержанием вредных веществ в воздухе производственных площадок и за их пределами, в сточных водах и водных бассейнах.

21.1.2.11. При разработке технико-экономических обоснований строительства и проектов ГПЗ или отдельных технологических установок следует учитывать специфические характеристики перерабатываемого сырья, условия привязки завода или установки к конкретному региону, местности, влияние воздействия ГПЗ на окружающую природную среду.

Разработанные проектные решения должны обеспечивать минимальное загрязнение окружающей природной среды, как главного условия строительства завода (установки) в каждом конкретном регионе.

### 21.1.3. Защита водного бассейна

21.1.3.1. С целью рационального использования водных ресурсов следует предусматривать следующие мероприятия:

- максимальное использование воздушного охлаждения;
- использование оборотных систем водоснабжения (открытого и закрытого циклов) для охлаждения технологического оборудования (насосов, компрессоров, теплообменников);
- повторное использование воды и очищенных сточных вод;
- устройство ливневой канализации с очисткой ливневых стоков;
- использование водомерных устройств во всех цехах предприятия;
- очистку сточных вод до нормативных требований;
- кооперирование предприятий промышленного узла по сооружению водозаборов, станций очистки вод, магистральных водоводов, очистных сооружений с учетом генеральной схемы водоснабжения и канализации промузла и схемы комплексного использования водных ресурсов.

21.1.3.2. При сбросе сточных вод в водоемы производить расчет норм ПДС в соответствии с "Инструкцией по нормированию выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в атмосферу и водные объекты".

21.1.3.3. Если в результате оценки состояние поверхностных вод окажется неблагоприятным для размещения проектируемого производства, необходимо рассмотреть альтернативные варианты размещения объекта или разработать мероприятия по улучшению состояния поверхностных вод района размещения до реализации проекта.

21.1.3.4. Состав раздела определяется в строгом соответствии с СНиП 1.02.01-85 "Пособие по составлению раздела проекта. Охрана окружающей среды", раздел 3 [65].

21.1.3.5. Кроме раздела охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения выполняется оценка воздействия на водные ресурсы в соответствии с требованиями "Временной инструкции по экологическому обоснованию хозяйственной деятельности в предпроектных и проектных материалах".

### 21.1.4. Защита почвы.

21.1.4.1. Разработку мероприятий по защите почвы следует выполнять на основании требований следующих документов:

- Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ. ГОСТ 17.4.3.02-85.
- Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. ГОСТ 17.5.3.04-83.
- Охрана природы. Почвы. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ, ГОСТ 17.4.3.03-85.
- Временный классификатор токсичных промышленных отходов и методические рекомендации по определению класса токсичности промышленных отходов [68].

21.1.4.2. Техническая и биологическая рекультивация должны быть выполнены на основании технических условий, выданных землепользователем.

21.1.4.3. Мероприятия по рекультивации нарушенных и загрязненных почв должны приниматься с учетом технологических процессов и производств, оказывающих как непосредственное, так и вторичное воздействие на почву.

## **21.2. Рациональное использование природных, материальных, топливно-энергетических и вторичных энергетических ресурсов**

21.2.1. Технологическая схема ГПЗ, место его размещения должны обеспечивать минимальное потребление энергетических средств при максимальном выходе товарной продукции за перерабатываемое сырье.

21.2.2 При выборе технологических процессов и оборудования предпочтение следует отдавать процессам, обеспечивающим минимум стоков, направляемых в канализационные сооружения.

21.2.3. В схемах технологических установок необходимо предусматривать рекуперацию и утилизацию вторичных источников тепла (дымовых газов печей, выхлопных газов газомоторных компрессоров и газовых турбин, сжатого газа, вытяжного воздуха в системах вентиляции, горячего воздуха АВО и т.п.) при технической возможности и экономической целесообразности.

21.2.4. При проектировании нового ГПЗ или расширении действующего, после определения тепловых нагрузок и выявления потребности в низкопотенциальном тепле, следует рассматривать возможность его покрытия за счет вторичных энергетических ресурсов (ВЭР).

21.2.5. В проектах необходимо предусматривать учет с помощью приборов потребления топлива, пара, воды, воздуха, инертного газа и т.д. как для ГПЗ в целом, так и для отдельных его установок, сооружений и агрегатов.

21.2.6. При проектировании систем опорожнения оборудования от продукта следует предусматривать возврат продуктов в технологическую систему для повторной переработки или использования.

### 21.3. Факельное хозяйство

21.3.1. При проектировании факельного хозяйства ГПЗ необходимо руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем" ПУ и БЭФ-91 [58] (в объеме требований, непротиворечащих настоящим нормам) и настоящими нормами.

21.3.2. Для ГПЗ следует, как правило, предусматривать общую факельную систему, состоящую из одного факельного коллектора и двух факельных установок.

21.3.3. При проектировании ГПЗ технологическими линиями единичной мощностью 2 млрд. м<sup>3</sup> в год по сырому газу с использованием центробежных компрессоров для каждой КТЛ следует предусматривать две самостоятельные факельные системы:

- высокого давления - для сброса газа с компрессоров при разгрузке. Противодавление в факельной системе не ограничивается и определяется гидравлическим расчетом;

- низкого давления - для сброса газа с предохранительных клапанов, а также для всех других постоянных, периодических и аварийных сбросов. Противодавление в факельной системе следует принимать 0,1 МПа (изб.).

При проектировании ГПЗ бессернистого и сернистого газа (на одной территории) для сброса сероводородсодержащего газа предусматривать третью факельную систему (при содержании сероводорода в сбросных газах более 8 % объемных).

21.3.4. При аварийной остановке ГПЗ (при отключении электроэнергии) сброс сырьевого газа в объеме 25 % от номинального направлять на факел низкого давления. Отбор газа выполнять до отключающей (отсекающей) арматуры с установкой хозрасчетного узла замера.

21.3.5 Сбросы углеводородных газов из емкостей товарно-сырьевых парков сжиженных углеводородных газов следует направлять в факельную систему ГПЗ (при давлении в системе равном и ниже 0,5 кг/см<sup>2</sup> (изб.) или в отдельную факельную систему.

21.3.6. Для отвода углеводородного конденсата из факельной установки предпочтение следует отдавать системе перекачки жидкости газом через дренажную емкость с установкой арматуры с автоматическим управлением на линиях дренажа жидкости из факельного сепаратора, дыхательной, перекачки или линии возврата жидкости в технологическую систему на утилизацию от максимального уровня в дренажной емкости.

21.3.7. В случае отвода углеводородного конденсата (жидкости) из сепаратора факельной установки с помощью насосов необходимо предусматривать установку резервного насоса.

21.3.8. Производительность рабочего насоса выбирается из условия работы насоса по времени 20-30 мин., в течение которых объем жидкости, находящийся между минимальным и уровнем откачки должен быть удален.

Допускается производительность насоса выбирать из условий более продолжительного времени откачки углеводородного конденсата из сепараторов в зависимости от условий его приема и переработки.

21.3.9. Допускается установка отключающей арматуры на границе установки для возможности отключения установки от факельной системы завода.

Конструкция арматуры должна исключать самопроизвольное закрытие.

На работающей установке арматура должна быть опломбирована в открытом состоянии.

## 22. НОРМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ ОТХОДОВ

22.1. При проектировании ГПЗ должны применяться прогрессивные безотходные и малоотходные технологические процессы.

22.2. В проектах в обязательном порядке должны предусматриваться технические решения по рациональному превращению образующихся отходов в готовую продукцию или в полупродукты, пригодные для дальнейшей переработки на других предприятиях, по утилизации, обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов.

22.3. Материальные балансы технологических процессов необходимо составлять с учетом всех твердых, жидких и газообразных отходов производства.

22.4. Отработанные масла должны собираться и регенерироваться (если возможно восстановление их качества) на специально предусматриваемых в проекте установках или в установленном порядке, в соответствии с "Временной инструкцией по сбору, приему, хранению, рациональному использованию и транспортировке отработанных нефтепродуктов" [69].

22.5. Отработанные катализаторы и адсорбенты (сыпучие материалы: силикагель, алюмогель, цеолиты, активированный уголь, катализаторы Клауса и т.п.) должны собираться и, в случае невозможности восстановления их свойств, передаваться предприятиям других отраслей для использования в качестве сырья (например, в цементной промышленности, в дорожном строительстве).

22.6. Хранение отработанных катализаторов и адсорбентов должно предусматриваться на специальных площадках, а твердых примесей, образующихся в системах оборотного водоснабжения и канализации - в шлакоотстойниках, оборудованных противофильтрационным экраном.

22.7. Размеры указанных в п. 22.6 сооружений следует предусматривать, исходя из времени накопления отходов в течение 1 -

2 лет.

22.8. Расчет сооружений по хранению отходов необходимо производить:

- для отработанных катализаторов и адсорбентов - потехнологической загрузке оборудования с учетом режима их замены;
- для шлама - исходя из его содержания в сточных водах 200 -400 мг/л.

22.9. Кубовые остатки (смолистые вещества) с установок регенерации адсорбентов и гликолей следует собирать в бочки и отправлять их на утилизацию или регенерацию другим потребителям или вывозить для сжигания в специально предназначенном месте.

22.10. Проектом должны определяться места для складирования хранения и способы утилизации отходов.

22.11. При отсутствии возможности или целесообразности утилизации отходов производства необходимо проводить их обработку, обеспечивающую получение продукта и возможность его складирования или захоронения без ущерба для окружающей среды.

Проектирование полигонов по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.01.28-85 [70].

### 23. НОРМЫ УТИЛИЗАЦИИ И ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ОТХОДОВ

23.1. Вредными отходами производства газоперерабатывающих заводов являются:

- а/ отходящие газы установок переработки уловленного сероводорода в товарную серу или другие продукты;
- б/ углеводородные газы, сбрасываемые из аппаратов, трубопроводов при выводе установок на режим, аварийных остановках и остановках на ремонт;
- в/ сточные воды производственно-ливневой и хозяйственно-бытовой канализации;
- г/ химически загрязненные стоки, не поддающиеся биологической очистке;
- д/ дымовые газы технологических печей и др.

23.2. Получаемый в процессе переработки сероводородсодержащего газа в качестве отхода сероводород следует утилизировать.

23.3. Общая степень извлечения серы при переработке уловленного сероводорода должна указываться в заданиях на проектирование.

23.4. Периодические сбросы углеводородных газов при аварийных остановках установок, остановках на ремонт и выводе установок на режим подлежат утилизации или сжиганию на факелах.

Сброс углеводородных газов на свечу рассеивания в атмосферу допускается только от предохранительных клапанов в обоснованных случаях, предусмотренных действующими нормами и правилами.

23.5. В проектной документации должны быть определены и согласованы с Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды России предельно-допустимые валовые выбросы вредных веществ в атмосферу.

Расчет их должен производиться в соответствии с "Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий" ОНД 86/Госкомгидромет [71], или методикой, заменившей вышеуказанную на момент проектирования.

23.6. Производственно-ливневые и хозяйственно-бытовые стоки должны очищаться до норм, позволяющих осуществлять их повторное использование в оборотных системах водоснабжения, системах поддержания пластового давления, наземных орошения или сброс в реки и закрытые водоемы с учетом требований, изложенных в "Правилах охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами" [72].

23.7. Химически загрязненные сточные воды, не поддающиеся очистке, подлежат обезвреживанию или захоронению в глубокие поглощающие горизонты по согласованию с органами геологии и органами санэпиднадзора.

23.8. Объекты производственного и вспомогательного назначения необходимо располагать за пределами водоохранной зоны.

23.9. Периодические сбросы углеводородных сероводородсодержащих газов при выводе на режим и остановках технологических установок, а также сбросы от предохранительных устройств должны утилизироваться или подлежат обязательному сжиганию на факеле.

Сброс углеводородных сероводородсодержащих газов на свечу рассеивания в атмосферу во всех случаях не допускается.

### 24. СКЛАДЫ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

24.1. При проектировании складов для сжиженных углеводородных газов (СУГ) необходимо руководствоваться СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение", "Правилами безопасности в газовом хозяйстве" [82], "Правилами безопасности при эксплуатации ГПЗ" [13], ВУПГ-88 "Ведомственными указаниями по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" [6], "Нормами технологического проектирования резервуарных парков сжиженных углеводородных газов (СУГ)" [73].

24.2. Склады предназначаются для приемки, хранения и отпуска потребителям СУГ, нестабильного бензина (или других углеводородных фракций) с давлением паров при температуре 50 °С выше 760 мм рт. ст.) по

трубопроводам, железнодорожными и автомобильными цистернами.

24.3. В соответствии с технологическими процессами приема, хранения и отпуска СУГ в состав складов могут входить следующие технологические сооружения:

- резервуарный парк для приема и хранения;
- насосная (насосно-компрессорное отделение) для перекачки СУГ потребителю и внутрискладских перекачек;
- внутривысотные технологические трубопроводы;
- факельная система и свеча рассеивания;
- сливо-наливная железнодорожная эстакада;
- колонки для наполнения автомобильных цистерн СУГ;
- одоризация сжиженных газов.

В составе склада могут предусматриваться емкости для хранения пропана-хладагента.

24.4. При хранении СУГ в емкостях под давлением на каждый продукт необходимо предусматривать не менее 3-х емкостей.

24.5. Каждая емкость со сжиженными углеводородными газами должна снабжаться:

- а) не менее, чем тремя измерителями уровня;
- б) сигнализаторами верхнего и нижнего уровней и верхнего аварийного (предельного) уровня с выводом сигналов в операторную. Сигнализация верхнего предельного уровня должна осуществляться от двух измерителей уровня;
- в) сигнализатором предельного давления в газовом пространстве с выводом сигнала в операторную;
- г) измерителем температуры жидкого продукта.

Измерители уровня, давления и температуры должны быть поместу и дистанционными.

24.6. Каждая емкость для СУГ должна отключаться от коллекторов арматурой с дистанционным приводом и дублирующей арматурой с ручным приводом (коренной), устанавливаемой в непосредственной близости от емкости.

24.7. На входе в емкость СУГ должен устанавливаться обратный клапан.

Допускается установка одного обратного клапана на каждой общей линии, по которой сжиженный газ подается в группу емкостей.

24.8. На подводящих трубопроводах сжиженных газов на входе в резервуарный парк должна быть установлена арматура с дистанционным управлением.

На трубопроводах, отводящих продукт со склада, должна устанавливаться отключающая арматура с дистанционным управлением и обратный клапан.

Дистанционное управление запорной арматурой необходимо предусматривать из операторной и дублировать по месту.

24.9. При подключении резервуаров к факельному коллектору, коллектору уравнивающей линии, дренажной системе следует предусматривать установку дублирующей арматуры.

24.10. Вывод подтоварной воды из емкостей в канализацию разрешается только после удаления из нее углеводородов (отстой, разгазирование и т.п.).

Уловленные нефтепродукты должны возвращаться в систему, а газ разгазирования направляться на сжигание на факел.

24.11. Одоризация сжиженных газов (при необходимости) должна предусматриваться на потоке, направляемом со склада насосами в продуктопроводы на наливную эстакаду.

24.12. На емкостях складов СУГ необходимо устанавливать рабочие и резервные предохранительные клапаны со сбросом в факельную систему. До и после предохранительных клапанов должна быть предусмотрена отключающая арматура с блокировочным устройством, исключающим возможность одновременного отключения рабочих и резервных предохранительных клапанов, или трехходовой кран.

24.13. Технологическая схема резервуарного парка должна обеспечивать возможность внутривысотной перекачки продукта из одной емкости в другую емкость.

24.14. Для обеспечения зачистки резервуаров (емкостей), аппаратов и трубопроводов перед ремонтом должна быть предусмотрена дренажная емкость с возвратом продукта в систему.

24.15. В случае направления сбросов углеводородных газов с емкостей складов СУГ (и др.) в факельную систему ГПЗ на границе склада следует устанавливать факельный сепаратор.

24.16. Запрещается использовать железнодорожные цистерны, находящиеся на железнодорожных путях, в качестве стационарных, складских (расходных) емкостей для СУГ, ЛВЖ и ГЖ.

## **25. СКЛАДЫ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ ИСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА**

25.1. При проектировании складов для моторных топлив истабильного конденсата необходимо руководствоваться требованиями СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы", ВУП-88 "Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и

нефтехимической промышленности" [6] и настоящими нормами.

25.2. Склады предназначаются для приема, хранения и отпускатребителям автобензинов, дизельных топлив, стабильного конденсата и другихуглеводородных фракций с упругостью паров не более 95,6 КПа (700 мм рт. ст.)при температуре 311 °К (38 °С), вырабатываемых на ГПЗ.

Отправка продуктов потребителям может быть предусмотрена потрубопроводам, железнодорожным и автомобильным транспортом.

25.3. В комплекс складского хозяйства могут входить:

- резервуарный парк;
- насосная для перекачки продукции потребителям,внутрипарковых перекачек и возврата некондиционных продуктов на завод;
- внутриплощадочные технологические трубопроводы;
- наливная железнодорожная эстакада;
- колонки для наполнения автомобильных цистерн;
- смешение фракций и ввода добавок (для получения заданногооктанового числа и т.п.).

25.4. Емкости с ЛВЖ должны, как правило, оснащаться не менее, чем тремя измерителями уровня. Сигнализация предельного верхнего уровнядолжна осуществляться от двух измерителей уровня.

25.5. Для проведения операций по приему, хранению и отпускунефтепродуктов емкости (резервуары) должны оснащаться специальной арматурой иоборудованием, обеспечивающей:

- наполнение и опорожнение резервуаров;
- зачистку и ремонт резервуаров;
- поддержание давления в резервуарах в безопасных пределах;
- отстой и удаление подтоварной воды;
- замер уровня;
- отбор проб;
- пожаротушение и охлаждение резервуаров.

25.6. Для наполнения продуктом и опорожнения резервуарыдолжны оборудоваться приемо-раздаточными устройствам.

Допустимые скорости движения жидких углеводородов потрубопроводам и истечения их в резервуары устанавливаются в каждом отдельномслучае в зависимости от свойств жидкости, диаметра трубопровода и его материала, качества обработки и т.д.

Максимальная производительность закачки и откачки длярезервуаров с плавающей крышей или понтоном ограничивается допустимой скоростьюдвижения понтона (плавающей крыши), которая не должна превышать 6 м/ч.

При этом скорость понтона при сдвиге не должна превышать 2,5м/ч.

25.7. Удаление подтоварной воды резервуаров, предназначенныхдля хранения нефтепродуктов, необходимо осуществлять через сифонные краны илидренажные незамерзающие клапаны.

25.8. Поддержание давления в резервуарах должнообеспечиваться установкой дыхательной и предохранительной арматуры. От проскокапламени внутрь резервуары оборудуются огнепреградителями.

Пропускная способность дыхательной арматуры должнаопределяться в зависимости от максимальной производительности заполнения иопорожнения резервуара с учетом проведения пропарки резервуаров, а также сучетом температурного расширения паро-воздушной смеси.

На резервуарах, оборудованных дыхательными клапанами, должныустанавливаться предохранительные клапаны равнозначной пропускной способности.

Дыхательные и предохранительные клапаны устанавливаются насамостоятельных патрубках.

## 26. СЛИВО-НАЛИВНЫЕ ЭСТАКАДЫ

26.1. При проектировании сливо-наливных железнодорожныхэстакад необходимо руководствоваться ВУП СНЭ-87 "Ведомственные указания попроектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад ЛВЖ и ГЖ и СУГ"[74], "Инструкцией по наливу, сливу и перевозке СУГ в железнодорожныхвагонах-цистернах" [75].

26.2. Сливо-наливные железнодорожные эстакады на ГПЗпредусматриваются:

- а/ для отгрузки товарной продукции ГПЗ: ШФЛУ, индивидуальныеуглеводороды (пропан, бутаны и их смеси), стабильный и нестабильный бензин,жидкая сера.
- б/ для приема на ГПЗ широкой фракции легких углеводородов,пропана (хладагента), химреагентов (амины, метанол, гликоли и т.п.) и другихпродуктов.

26.3. Запрещается использовать железнодорожные цистерны сСУГ, ЛВЖ и ГЖ, находящиеся на железнодорожных путях, в

качестве стационарных, складских (расходных) емкостей.

26.4. Для исключения перелива цистерн сливо-наливные пункты СУГ, ЛВЖ и ГЖ должны оборудоваться надежными, преимущественно автоматическими устройствами.

26.5. Как правило, сливо-наливные эстакады СУГ, ЛВЖ и ГЖ проектируются в составе складов для хранения указанных продуктов.

26.6. На сливо-наливных эстакадах не допускается применение резиновых и резино-тканевых рукавов.

## 27. ОБЩЕЗАВОДСКИЕ СКЛАДЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ

27.1. Строительство материальных складов следует предусматривать в начальный период строительства газоперерабатывающих заводов с целью использования их под базы дирекции строительства с последующей передачей их законченному строительству заводу.

27.2. Потребность в складах и площадках открытого хранения определяется на основе норм расчетных запасов материалов, норм удельных загрузок и коэффициентов использования площадей складов, приведенных в табл. 10.

Удельные нормы приведены для газоперерабатывающего завода мощностью 1 млрд. м<sup>3</sup>/год перерабатываемого газа.

Для заводов иных мощностей нормы расчетных запасов материалов определяются по следующей формуле:

$$N_x = N \times E_x \times k,$$

где:

$N_x$  - определяемая норма запаса материала;

$N$  - норма расчетного запаса материала, выбираемая по табл. 10;

$E_x$  - мощность завода в млрд. м<sup>3</sup>/год, для которого определяются нормы запасов материалов;

$k$  - коэффициент изменения запасов в зависимости от мощности завода, выбираемый по табл. 11.

Табл. 10

Наименование материалов	Норма расчетных запасов материалов, Н	Норма удельных нагрузок на рабочую пл. склада, т/м <sup>2</sup>	Коеф-т использования площади склада, Ки	Тип складского помещения
Трубы, т				
а) легированные	12	1,6	0,35	навес
б) теплообменные	9	1,6	0,84	навес
в) нефтепроводные (бесшовные катанные и сварные углеродистые)	4,5	1,6	0,35	навес
г) чугунные	1,5	1,1	0,6	открытая площ.
Фитинги стальные, чугунные и фланцы, т	10,5	5	0,45	неотапливаемый склад
Сталь углеродистая, т				
а) толстолистовая	42	4,5	0,6	навес
б) сталь тонколистовая кровельная и жесть	7,5	4,0	0,55	неотапливаемый склад
в) сортовой и фасонный прокат	33	2,0	0,55	навес
Сталь качественная и высококачественная, т				
а) листы	4,5	4,0	0,5	неотапливаемый склад
б) сортовой и фасонный прокат	6	3,0	0,45	то же
Цветные металлы, т				
а) листы	1,5	4,5	0,5	неотапливаемый склад
б) сортовой и фасонный прокат	2	4,0	0,5	то же
в) трубы	3,5	3,0	0,35	-"
Метизы, в т.ч. электроды и крепежные изделия, т,	9	3,5	0,25	неотапливаемый склад
Арматура, т				
а) бронзовая	0,7	1,8	0,35	-"
б) чугунная	3	1,2	0,40	-"
в) стальная	11	1,2	0,40	-"
Строительные материалы				
а) лесоматериалы и столярные изделия (для производственных нужд, ремонта оборудования и текущего ремонта зданий), м <sup>3</sup>	45	1,0	0,5	навес
б) стекло, м <sup>2</sup>	350	1,0	0,65	то же
в) цемент в бумажной таре, т	15	1,5	0,5	неотапливаемый склад
г) лакокрасочные материалы, т	2	0,8	0,5	то же
Электроматериалы, слаботочное оборудование и контрольно-измерительные приборы, т	4,5	0,3	0,45	то же
Кабельные изделия	2	0,4	0,4	то же
Скобяные изделия, сантехническое и коммунальное оборудование, т	3,5	0,7	0,45	то же
Прокладочные, изоляционные и набивные	2	0,4	0,4	то же

материалы				
Технические материалы и мыло хозяйственное, т	0,7	1,0	0,65	неотапливаемый склад
Лабораторное оборудование и посуда, т	0,3	0,4	0,45	то же
Спецодежда и спецобувь:				
а) спецодежда, комплектов	300	0,3	0,4	то же
б) спецобувь, пар	150	0,3	0,4	то же
Газоперерабатывающее и резервуарное оборудование:				
а) пучки теплообменной аппаратуры, запасные части и газоаппаратура, т	90	2,0	0,4	навес
б) форсунки, печное литье, т	9	1,2	0,4	неотапливаемый склад
в) резервуарное оборудование, т	4,5	1,0	0,4	навес
Теплосиловое оборудование:				
Турбины приводные и запасные части к ним, котельное оборудование, дизели и запчасти к ним, т	3	0,4	0,5	
Электрооборудование, электродвигатели, трансформаторы, аппараты высокого напряжения, эл. сварочное оборудование, т	20	0,4	0,5	навес, неотапливаемый склад
Насосы, компрессоры, вентиляторы, запасные части к ним, т	30	0,75	0,5	то же
Механическое оборудование:				
станки, кузнечно-прессовое, литейное оборудование, аппаратура и инструмент для автогенной сварки	2	0,4	0,5	то же
Подъемно-транспортное оборудование	4	0,4	0,5	то же
Противопожарное и прочее оборудование, т	0,7	1,0	0,4	то же

#### ПРИМЕЧАНИЕ:

Нормы расчетных запасов материалов, приведенные в таблице, могут служить только для определения максимально-допустимых площадей материальных складов без учета особенностей состава ГПЗ, но не для составления спецификаций хранимых материалов.

27.3. Коэффициент изменения запасов (К) в зависимости от мощности газоперерабатывающего завода (Ех) следует принимать по таблице 11.

Таблица 11

Мощность Ех, млрд. м <sup>3</sup> /год	0,5	1	2
К	1,2	1,0	0,8

## 28. РЕМОНТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

28.1. Ремонтное хозяйство газоперерабатывающего завода должно обеспечить техническое обслуживание и текущий ремонт технологического, электротехнического оборудования и приборов КиА.

Средний и капитальный ремонты оборудования как правило, производятся на договорных началах силами специализированных ремонтных организаций.

28.2. Состав ремонтного хозяйства определяется на основании номенклатуры подлежащего ремонту оборудования, графика проведения планово-предупредительного ремонта, принятой трудоемкости его проведения, технических характеристик ремонтного оборудования.

28.3. Численность ремонтного персонала определяется на основании "Нормативов численности рабочих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности" [92].

## 29. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

29.1. Себестоимость продукции газоперерабатывающего завода следует определять путем составления сметы эксплуатационных расходов по производству на годовой объем переработки сырья.

За расчетную единицу мощности ГПЗ принимать 1000 м<sup>3</sup> газа, поступающего в переработку.

29.2. Себестоимость продукции ГПЗ определяется в соответствии с "Положением о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли" [88].

Стоимость сырья, вспомогательных материалов и энергоресурсов определяется в действующих на момент выполнения проекта ценах.

29.3. Фонд заработной платы следует определять по фактически сложившемуся уровню заработной платы на аналогичных производствах.

Отчисления от фонда заработной платы рассчитываются в соответствии с действующими на момент выполнения проекта законодательными актами.

29.4. Амортизация рассчитывается по "Единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР", введенных с 1 января 1991 года [89].

29.5. Отчисление на текущий и капитальный ремонт следует определять по фактически сложившимся на аналогичных предприятиях соотношениям этих затрат к стоимости основных промышленно-производственных фондов.

29.6. Затраты, связанные с различными налогами, платами, входящими в состав статей себестоимости продукции, такие как плата за недра, инвестиционный фонд, плата за экологию, налог на землю и т.д., должны определяться правительственными нормативными актами, действующими на момент выполнения проекта.

29.7. Экономическую эффективность проекта газоперерабатывающего завода следует рассчитывать в динамике, согласно загрузке сырья, за период не менее чем 15 лет после окончания строительства.

При расчете экономической эффективности необходимо руководствоваться "Методикой разработки экономической части предпроектной и проектной документации в условиях перехода к рыночной экономике", АСПО проект, Москва 1993 г.

## **30. НАУЧНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА РАБОЧИХ И СЛУЖАЩИХ. УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ**

### **30.1. Управление предприятием**

30.1.1. Статус проектируемого предприятия указывается заказчиком в задании на проектирование.

При отсутствии таковых данных в задании на проектирование газоперерабатывающий завод рекомендуется рассматривать как самостоятельное предприятие.

30.1.2. За основу схемы организационной структуры управления газоперерабатывающего предприятия рекомендуется принимать "Типовую структуру и нормативы численности инженерно-технических работников и служащих ГПЗ нефтяной промышленности" [91], с изменением отдельных факторов, определяющих нормативы.

К таким факторам относятся:

30.1.2.1. Объем валовой продукции, который следует учитывать на момент выполнения проектов в сравнении с приведенным в таблицах "Типовой структуры..." [91].

30.1.2.2. Количество технологических установок, которое определяется в разрабатываемых проектах по количеству помещений управления (операторных).

30.1.2.3. Общая мощность компрессоров. С учетом большой единичной мощности компрессоров, предусматриваемых при проектировании, компрессорную службу в схеме организационной структуры управления ГПЗ рекомендуется не предусматривать.

30.1.2.4. Стоимость активной части основных промышленно-производственных фондов. В проектируемых ГПЗ ее следует привести в сопоставимый вид с данными таблицы "Типовой структуры..."

30.1.2.5. Установленная мощность электрооборудования.

При проектировании следует учитывать применение электрооборудования, единичная мощность которого значительно превышает заложенную в норматив.

30.1.2.6. Объем капитальных вложений (см. п. 30.1.2.1).

30.1.3. В составе организационной структуры рекомендуется предусматривать энергетическую службу в составе:

- участок паро-, тепло-, водоснабжения, и канализации;

- участок электротехнический и связи;

- участок по обслуживанию сооружений по получению сжатого воздуха и ингаза.

30.1.4. При разработке схемы организационной структуры предусматривается диспетчерская служба ГПЗ.

30.1.5. При разработке в составе проекта ГПЗ АСУП численный и квалификационный состав персонала и его функции определяются в разделе "Организационное обеспечение" проекта АСУП.

30.1.6. При разработке схемы оперативного управления ГПЗ следует указывать источники информации, виды информации и способы ее передачи.

### **30.2. Научная организация труда**

30.2.1. Ввиду непрерывности технологических процессов переработки газа на газоперерабатывающих заводах для основных и частей вспомогательных категорий рабочих, занятых на обслуживании технологических процессов, принимается сменный характер работы.

30.2.2. Продолжительность смены при круглосуточной работе ГПЗ следует принимать равной 8 часам, а в случае, если в составе завода имеются установки сероочистки, получения серы и другие производства с вредными условиями труда - 6 часам.

30.2.3. Для обеспечения непрерывной работы производств 8-часовой рабочей сменой следует считать наиболее приемлемым 4-х бригадный график рабочего времени с месячным фондом рабочего времени 182,4 часа для каждого



работающего.

30.2.4. Для обеспечения непрерывной работы производств с 6-часовой рабочей сменой следует считать наиболее приемлемым 5-бригадный график, с недельным фондом рабочего времени 36 часов и месячным фондом рабочего времени 152,5 часа для каждого работающего.

30.2.5. В производствах с периодическими процессами, к которым относятся большинство вспомогательных (ремонтно-механические, ремонтно-строительные, ремонт КИП и А и др.), а также для ИТР и служащих следует принимать 5-дневную рабочую неделю с 2-мя выходными днями.

30.2.6. При определении общей численности обслуживающего персонала ГПЗ следует учитывать явочный и списочный состав работающих.

30.2.7. При определении численности персонала ГПЗ рекомендуется руководствоваться следующими нормативными документами:

Типовой структурой и нормативами численности инженерно-технических работников и служащих газоперерабатывающих заводо-нефтяной промышленности [91], с учетом изменения нормативов, изложенных в п.30.1.2. - для определения численности АУП, ИТР и служащих.

Нормативами численности рабочих газоперерабатывающих заводо-нефтяной промышленности [92] - для определения численности рабочих по видам выполняемых работ.

30.2.8. При разработке АСУТП и АСУП численность персонала по видам работ должна быть увязана с проектами указанных автоматизированных систем управления.

30.2.9. В разделе "Организация труда" проектов следует указывать функции персонала по видам работ с учетом регламентов обслуживания оборудования по данным, указанным в инструкциях по эксплуатации оборудования, и отсутствия рабочих мест непосредственно в зоне размещения оборудования.

## 31. СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ И КООПЕРИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА

31.1. Газоперерабатывающие заводы, использующие в качестве сырья нефтяной газ, должны проектироваться преимущественно комплектными технологическими линиями (КТЛ) мощностью 0,5; 1,0 и 2,0 млрд. м<sup>3</sup>/год. Ввод КТЛ должен предусматриваться очередями в соответствии с намечаемой подачей сырья на ГПЗ с промыслов.

31.2. При проектировании ГПЗ должна обеспечиваться широкая кооперация объектов подсобно-вспомогательного назначения, инженерных сооружений коммуникаций со строящимися и действующими в составе промышленного узла предприятиями и сооружениями.

Предпочтение следует отдавать внутрирайонному кооперированию, а также кооперированию объектов обще-заводского хозяйства ГПЗ и центральных пунктов сбора (ЦПС) нефти и газа, в первую очередь, в части водоснабжения, очистки и сброса промышленных и хозяйственных стоков, электро-тепло- и воздушоснабжения, лабораторного контроля, связи, ремонтного складского хозяйства, хозяйственных и вспомогательных помещений.

## 32. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

32.1. При разработке генеральных планов ГПЗ следует руководствоваться кроме настоящих Норм требованиями следующих нормативных документов:

- "Генеральные планы промышленных предприятий" [38];
- "Правила устройства электроустановок" [39];
- "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий" [93];
- "Промышленный транспорт" [76];
- "Автомобильные дороги" [77];

- ВУПП-88 - "Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" [6].

Рекомендациями и указаниями по пожарной защите, разработанными ВНИИПО МВД Российской Федерации, и другими действующими нормативными документами.

32.2. Выбор площадки для строительства ГПЗ следует производить с учетом соблюдения противопожарных и санитарных разрывов соседних предприятий, возможного максимального приближения к источникам сырья, а также оценки экологических и социальных последствий осуществления проекта.

Размеры площадки под строительство предприятия определяются из условия размещения технологических установок, производственных, подсобно-вспомогательных, административно-хозяйственных, складских зданий и сооружений, инженерных коммуникаций с учетом требований противопожарных и санитарных норм.

32.3. ГПЗ следует располагать вне селитебной территории населенных пунктов, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

32.4. Размещение ГПЗ у берегов рек и других водоемов должно быть согласовано с природоохранными органами.

Участки под застройку должны располагаться, как правило, ниже (по течению) населенных пунктов, пристаней, речных

вокзалов, гидроэлектростанций, судоремонтных и судостроительных заводов, мостов и т.п. сооружений на расстоянии не менее 300 м от них, если от указанных объектов действующими для их проектирования нормативными документами не требуется большего расстояния.

В случае необходимости расположения предприятия по течению реки выше указанных объектов участки под застройку должны размещаться на расстоянии от них не менее 3000 м.

32.5. Планировочные решения генерального плана ГПЗ должны разрабатываться с учетом технологического зонирования установок, блоков, зданий и сооружений.

Размещение производственных, подсобно-вспомогательных складских зданий и сооружений в зонах необходимо производить по их функциональному и технологическому назначению с учетом взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности их, направления ветра и рельефа местности. Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями следует принимать по табл. 2 ВУПГ-88[6].

Плотность застройки площадки предприятия должна быть не менее 35 %.

32.6. Вертикальная планировка территории предприятия должна:

- не допускать наличия на территории естественных оврагов, выемок, низин и устройство открытых траншей, котлованов, приямков и т.п., в которых возможно скопление взрывопожароопасных паров и газов;

- предотвращать попадание продуктов при аварийном разливе сучастков одних объектов на участки других;

- обеспечивать организацию отвода разлившихся продуктов, атмосферных осадков и защиту территории от попадания извне талых и ливневых вод.

32.7. При размещении предприятия на прибрежных участках реки других водоемов для определения планировочной отметки площадки строительства расчетный горизонт надлежит принимать наивысший уровень воды с вероятностью его превышения один раз в 50 лет.

32.8. Внутриплощадочные автомобильные дороги следует проектировать с твердым покрытием и располагать от зданий и сооружений категорий А, Б и В на расстоянии не менее 5 м.

Поперечный профиль дорог, как правило, следует предусматривать с обочинами в малых насыпях, с учетом проектных отметок вертикальной планировки.

32.9. С территории ГПЗ должно быть не менее двух выездов на автомобильные дороги общего пользования или на тупиковые подъезды к территории предприятия.

32.10. В пределах обочины внутриплощадочных автомобильных дорог допускается прокладка подземных сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

32.11. Автомобильные дороги, предназначенные для проезда пожарных машин, следует проектировать с покрытием "переходного типа", с проезжей частью шириной не менее 3,5 м.

Подъезд пожарных машин к технологическим установкам должен быть обеспечен со всех сторон.

Подъезд пожарных машин к зданиям и сооружениям внутри технологической установки, представляющей собой единое технологическое целое, не предусматривается.

32.12. Входы железнодорожных путей допускается устраивать во все производственные помещения, независимо от категорий.

Въезд локомотива в помещения категории А, Б и В недопускается.

32.13. Территория ГПЗ должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м.

Расстояние от ограждения до установок, сооружений, производственных, подсобно-вспомогательных зданий, оборудования должно приниматься с учетом возможности свободного проезда пожарных машин и создания охранной зоны, но не менее 5 м до объектов с производствами категорий А, Б, В.

32.14. На незастроенных свободных площадках территории ГПЗ в административной и вспомогательной зонах могут быть посажены деревья и кустарники только лиственных пород, устойчивых к вредным выделениям предприятия, устроены газоны, клумбы и т.п.

Расстояние от зданий, сооружений и ограждения до деревьев и кустарников должно быть не менее 5 м.

### **33. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ**

#### **33.1. Охрана труда и техника безопасности**

33.1.1. В проекте должны быть разработаны мероприятия, обеспечивающие взрыво- и пожаробезопасность производств, газовую безопасность, выполнение норм и правил по промышленной санитарии и охране труда.

33.1.2. При разработке проектной документации ГПЗ и отдельных технологических установок в части безопасности производств, охраны труда и промышленной санитарии необходимо руководствоваться следующими основными нормативными документами и материалами:

- "Правилами безопасности при эксплуатации ГПЗ" [13];

- "Правилами пожарной безопасности при эксплуатации ГПЗ" [23];

- "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ) [39];

- "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [17];
- "Правилами безопасности в газовом хозяйстве" [82];
- "Ведомственными указаниями по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" (ВУПП-88) [6];
- "Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий" СН 245-71 [93];
- "Санитарными правилами организации технологических процессов и гигиеническими требованиями к производственному оборудованию" [78];
- ОСТ 51.125-84 "ССБТ. Процессы производственные по переработке бессернистого газа на газоперерабатывающих заводах. Общие требования безопасности" [79];
- "Правилами использования взрывозащищенного и рудничного электрооборудования", (ПИБРЭ) [80];
- "Временными правилами защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности" РД 39-22-113-78 [81];
- "Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений" РД-34.21.122-87 [55];
- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" [52];
- "Правилами безопасности для складов хранения сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением" [83];
- "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов" [8];
- "Нормативами техники безопасности и промышленной санитарии на холодильное оборудование для химических и нефтехимических производств" [5];
- "Нормативами по технике безопасности на различные типы насосов, перекачивающих ядовитые, огне- и взрывоопасные жидкости" [84];
- "Нормативами по технике безопасности на центробежные насосы, перекачивающие сжиженные газы" [109];
- "Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем (ПУ и БЭФ-91) [58];
- "Правилами устройства и безопасности эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" [21];
- "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" [4];
- "Правилами технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей и Правилами техники безопасности при эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей" [85];
- "Требованиями к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности" ТУнефтегаз, РДБТ39-0147171-003-88 [36];
- Соответствующими главами СНиП;
- Системой стандартов безопасности труда (ССБТ);
- "Перечнем нормативно-технической документации (НТД) по технике безопасности, обязательной для нефтяной и газовой промышленности".

33.1.3. Для ГПЗ следует предусматривать газоспасательную службу.

Структура и численность газоспасательной службы на вновь проектируемых ГПЗ определяется проектной организацией.

33.1.4. Условия для обслуживающего персонала должны соответствовать действующим санитарным зонам, предельные допустимые концентрации вредных веществ на рабочем месте - не выше предусматриваемых ГОСТ 12.1.005-88 "ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".

33.1.5. В технологической части проекта должны указываться:

а/ Группа производственного процесса по санитарной характеристике в соответствии со СНиП 2.09.04-87 "Административные и бытовые здания";

б/ Категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности, устанавливаемые в соответствии с ОНТП-24-86 "Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности", утвержденными МВД или специальным Перечнем, утвержденным в установленном порядке;

в/ Категории взрывоопасности и группы взрывоопасных смесей по ГОСТ 12.1.010-76.

33.1.6. При перекачке вредных веществ 1, 2 и 3 классов опасности, легковоспламеняющихся жидкостей, сжиженных газов следует применять бессальниковые насосы или насосы торцевыми уплотнениями.

33.1.7. Устройство местных отсосов от торцевых уплотнений насосов, перекачивающих вредные вещества 1, 2 и 3 классов опасности, ЛВЖ, ГЖ и сжиженные газы, не требуется при условии оснащения производственных помещений, в которых насосы установлены, газоанализаторами и сигнализаторами, заблокированными для автоматического включения аварийной вентиляции и отключения насоса или группы насосов, находящихся в зоне загазованности.

33.1.8. Насосы, перекачивающие сжиженные газы, ЛВЖ и ГЖ, вредные жидкости, а также компрессоры, нагнетатели, газодувки и т.п., работающие непрерывно, должны быть оснащены средствами сигнализации, извещающими об их остановке, а по параметрам расходов, давления, температуры и вибрации компьютерным контролем.

33.1.9. Следует предусматривать автоматическое включение резервного насоса в случае остановки рабочего, подающего жидкость в двойные торцевые уплотнения валов насосов и перемешивающих устройств.

33.1.10. При размещении насосов вне здания должны предусматриваться мероприятия, исключающие возможность застоя или замерзания перекачиваемой жидкости в насосе или трубопроводе (продувка, прокачка и т.п.).

33.1.11. На установках газоразделения и ректификации следует предусматривать:

- устройство сигнализации о подъеме давления в колонне выше допустимого;

- блокировку (закрытие регулирующего клапана) подачи теплоносителя (пара) в кипятильник при подъеме давления в колонне выше допустимого.

33.1.12. Приемные емкости установок должны иметь блокировку, прекращающую подачу в них (поступление) СУГ, ЛВЖ и ГЖ и вредных жидкостей при повышении уровня в емкостях выше допустимого.

33.1.13. Каждый компрессор должен иметь предупредительную сигнализацию отклонения параметров от нормальных рабочих значений, а также, как правило, автоматическую защиту (блокировку), отключающую компрессор при повышении давления и температуры сжимаемого газа (воздуха) на конечных ступенях сжатия, при прекращении подачи воды (охлаждающей жидкости), падении давления газа на приеме и падении давления в системе смазки и уплотнения.

### **33.2. Категории производственных помещений по пожаро-взрывоопасности.**

33.2.1. Категории основных помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности, классов взрывоопасных и пожароопасных зон следует принимать по таблице 1 Руководящего документа "Классификатор помещений, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности" [87] в соответствии с характеристиками технологических процессов и обращающимися в производстве веществами.

33.2.2. При отличии или отсутствии в классификаторе технологических процессов и обращающихся в производстве веществ оценках взрывопожарной и пожарной опасности сооружений, зданий и помещений, класса защиты обслуживающего персонала и строительных конструкций объектов ГПЗ определяется расчетным путем на основании и в соответствии с требованиями:

- Руководящего документа "Классификатор помещений, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности" [87];

- Общесоюзных норм технологического проектирования "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" ОНТП 24-86 [94];

- Правил устройства электроустановок, ПУЭ [39];

### **33.3. Требования по снижению опасности производства при аварийных ситуациях.**

33.3.1. На стадии проектирования должны быть проведены анализ безопасности производственных процессов и оценка риска при эксплуатации ГПЗ или отдельной технологической установки.

33.3.2. На определенных этапах проектирования необходимо рассмотреть:

а) какую опасность представляют имеющиеся на производстве - сырье, реагенты, катализаторы, промежуточные и целевые продукты, отходы производства;

б) какие опасные производственные операции проводятся в процессе эксплуатации, при подготовке и проведении ремонтных работ;

в) какие аварийные ситуации возможны на производстве по причине прекращения снабжения его различного вида энергоресурсами (электроэнергией, водой, теплоносителями, воздухом КиА и т.п.), отклонений от нормальных технологических режимов, выхода из строя отдельных видов оборудования, сбоев или отказов в работе систем автоматической защиты (блокировок), организационных и человеческих ошибок, внешних причин, воздействия сил природы (стихийных бедствий) и др.;

г) каковы, будут последствия пожара, взрыва и выбросов продуктов на эксплуатационный персонал и население близлежащей местности, на окружающую природную среду и для всего предприятия в целом;

д) требования к технологическому процессу и проекту в целом в части безопасности, охраны труда и промсанитарии, экологичности;

е) нормы, правила, стандарты и другие руководящие материалы, требования которых должны быть соблюдены;

ж) генплан ГПЗ (технологической установки) и размещение оборудования;

з) надежность обеспечения энергоресурсами;

и) системы защиты аппаратов, оборудования и трубопроводов от повышения давления;

к) системы обнаружения токсичных и горючих веществ;

л) систему автоматизированной остановки ГПЗ (технологической установки);

м) системы защиты и борьбы с пожарами;

н) способы защиты от коррозии;

о) материальное исполнение аппаратов, оборудования и трубопроводов.

33.3.3. По результатам рассмотрения и анализа безопасности технологического процесса и оценки эксплуатационного риска должны быть разработаны технические решения и мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации ГПЗ (установки) путем предотвращения, уменьшения или защиты от факторов риска, а также на сведение к минимуму последствий материального ущерба от аварий, взрывов и пожаров.

33.3.4. Для ГПЗ (технологической установки) необходимо предусматривать систему противоаварийной защиты, состоящую в

общем из:

- а) системы аварийной остановки;
- б) системы сброса давления паров и газов;
- в) системы дренирования жидких продуктов и их сбора;
- г) системы обнаружения пожара;
- д) системы обнаружения утечки газов;
- е) системы борьбы с пожарами;
- ж) системы блокирования источников повышения давления;
- з) аварийных источников снабжения электроэнергией, воздухом, и другими видами энергоносителей.

Набор систем определяется при конкретном проектировании.

33.3.5. Проектирование системы противоаварийной защиты и системы безопасности осуществляется с учетом особенностей технологического процесса, на основе анализа возможных аварийных ситуаций и в зависимости от относительного энергетического потенциала взрывоопасности технологических блоков.

33.3.6. Пропускную способность системы сброса давления изотдельного аппарата необходимо выбирать с таким расчетом, чтобы обеспечивалась возможность снижения давления до величины, составляющей 50 % от расчетного давления аппарата, в течение 15 мин.

33.3.7. Быстродействие отсечной арматуры систем аварийной остановки и систем безопасности (соленоиды, клапаны КиА, краны, электрозадвижки и т.п.) должно быть достаточным для обеспечения минимального выброса горючих, взрывоопасных и токсичных веществ в окружающую среду и безопасного отсечения потока.

33.3.8. При выборе запорной арматуры, предназначенной для систем безопасности и аварийной остановки, кроме быстродействий, должны быть также рассмотрены и учтены такие основные критерии как:

- а) герметичность затвора;
- б) безопасность расположения;
- в) способ управления (автоматизированный, через редуктор и т.п.);
- г) простота технического обслуживания.

33.3.9. Системы сигнализации и защиты (блокировок) отдельных видов оборудования должны отвечать следующим основным требованиям:

- а) быть независимыми от всех других систем контроля и автоматизации технологического процесса;
- б) конечный исполнительный механизм (регулирующий клапан, привод запорной арматуры и т.п.) при потере контрольного сигнала от технологического процесса (или сбое) должен оказываться в безопасном положении, т.е. приходиться к положению, при котором не создается опасность для технологического процесса (так называемый принцип "отказа устойчивости");
- в) все электрические компоненты (элементы) схем защит должны быть запитаны от одного и того же источника или индивидуальной цепи;
- г) схемы защиты и их отдельные компоненты (элементы) должны быть спроектированы таким образом, что при потере питания их энергией, они, задействовав конечную операцию, приводили технологический процесс к безопасному состоянию (тот же принцип "отказа устойчивости");
- д) сигнализаторы, сигнальные устройства, сигнальные лампы и электрические приборы, за исключением тех, которые связаны с системой защит, должны быть запитаны независимо от системы защит;
- е) каждый параметр, для которого предусматривается защита (блокировка), должен обеспечиваться двумя сигналами: сигналом предварительного оповещения об отклонении параметра от требуемой величины (или предупредительным сигналом), срабатывающим заранее, до того как защита придет в действие, и сигналом, срабатывающим одновременно с защитой одного и того же датчика;
- ж) системы аварийных защит и сигнализации должны проектироваться таким образом, чтобы можно было бы проводить регулярные проверки отдельных компонентов (элементов) этих систем во время ведения технологического процесса или работы оборудования ("на ходу").

33.3.10. Системы автоматизации технологических процессов должны быть выполнены таким образом, чтобы выход из строя отдельных их узлов и элементов или их неисправность (сбой) позволили безаварийно остановить завод (установку) по месту или дистанционно.

33.3.11. Все технологические установки должны быть обеспечены сигнализирующими устройствами о падении (снижении) давления на вводе (входе) на установку: сжатого воздуха КиА, пара (теплоносителя), воды (охлаждающей жидкости), инертного газа (азота).

33.3.12. При проектировании систем обнаружения утечки газов необходимо руководствоваться РДБТ-39-0147171-003-88 ТУ нефтегаз, позволяющим определить тип газосигнализатора, необходимое количество и места установки датчиков с учетом состава технологических сред и используемых реагентов, технологических особенностей производства и климатических условий, и настоящим нормами.

33.3.13. При отсутствии приборов автоматического контроля за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны и в атмосферном воздухе ГПЗ проектом должны быть предусмотрены мероприятия по организации аналитического контроля переносными полуавтоматическими приборами, методами экспресс-анализа или обычными физико-химическими методами.

33.3.14. Территория ГПЗ, перерабатывающих сероводородосодержащий газ, должна быть разбита на зоны, с максимально возможным выделением и отделением зон, обладающих газовой сероводородной опасностью, с целью обеспечения эвакуации работающих при аварии из опасных зон в минимально короткое время.

33.3.15. Границы зон сероводородной газовой опасности, должны проходить, как правило, по границам установки и ограничиваться колонками аварийной сигнализации, оснащенными сигнальной лампой, звуковым сигналом, двухсторонней громкоговорящей связью с операторной и газоспасательной станцией.

33.3.16. Сеть сигнализации сероводородной газовой опасности каждой зоны должна срабатывать от кнопки любой колонки, относящейся к данной зоне. Одновременно сигнал о сероводородной газовой опасности в зоне должен передаваться в центральное помещение управления и в газоспасательную станцию.

33.3.17. Схема сигнализации сероводородной опасности должна позволять диспетчеру (оператору) и дежурному газоспасательной станции включать громкоговорящую связь, световую и звуковую сигнализацию в любой зоне завода и по всему заводу в целом.

33.3.18. Колонки аварийной сероводородной сигнализации должны располагаться, как правило, на границах установки, но не реже, чем через 100 м, с таким расчетом, чтобы работающие, покидающие аварийную зону, встречали на своем пути сигнализационную установку.

33.3.19. На установках, имеющих кислоты, щелочи, и другие вредные вещества, требующие немедленного смыва, необходимо устанавливать душевые или фонтанчики.

#### **34. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА. ПОЖАРОТУШЕНИЕ.**

34.1. Проектом должен предусматриваться комплекс мероприятий, обеспечивающий пожарную безопасность производств, зданий и сооружений газоперерабатывающих заводов.

34.2. При проектировании противопожарных мероприятий на ГПЗ следует руководствоваться требованиями следующих нормативных документов:

СНиП 2.01.02-85 "Противопожарные нормы" [96];

СНиП 2.09.02-85 "Производственные здания предприятий" [97];

СНиП 2.09.03-85 "Сооружения промышленных предприятий" [98];

СНиП 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений" [99];

СНиП 2.04.02-84 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";

СНиП 2.04.01-85 "Внутренний водопровод и канализация зданий" [102];

СНиП 2.09.04-87 "Административные и бытовые здания";

СНиП 2.11.01-85 "Складские здания" [103];

ВУПП-88 "Противопожарные нормы проектирования предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" [6];

У-ТБ-07-89 "Указания по проектированию систем пожаротушения на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях" [104];

СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение" [24];

СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы" [25];

СНиП II-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий" [38];

ВУП СНЭ-87 "Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад ЛВЖ, ГЖ и СУГ" [74];

СН 512-78 "Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин" [106]

и настоящих норм.

34.3. Автоматические установки пожаротушения и автоматические установки пожарной сигнализации на объектах ГПЗ необходимо предусматривать в соответствии с требованиями отраслевых перечней зданий и помещений, подлежащих оборудованию установками пожарной автоматики.

34.4. На ГПЗ следует предусматривать строительство пожарных депо исходя из допустимых радиусов обслуживания, в соответствии с требованиями СНиП II-89-80 [38].

Вид подразделений, тип и количество специальных автомобилей для пожарного депо определяются заказчиком проекта по согласованию с территориальными службами пожарного надзора.

34.5. Газоперерабатывающие предприятия должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с "Нормами положения средств пожаротушения", приведенными в "Правилах пожарной безопасности при эксплуатации ГПЗ" [23].

Приобретение и комплектование объектов первичными средствами пожаротушения осуществляется заказчиком проектов за счет главы "Прочие работы и затраты" сводного сметного расчета.

34.6. На площадках ГПЗ, как правило, следует проектировать объединенную систему производственно-противопожарного водопровода с объединенной насосной производственно-противопожарного водоснабжения.

Давление в сети объединенного водопровода должно обеспечиваться насосами производственного водоснабжения и составлять 0,3 - 0,6 МПа.

При пожаре должны включаться пожарные насосы - повысители (автоматически или дистанционно) и обеспечивать давление в сети не менее 0,9 МПа.

34.7. Расход воды на пожаротушение из сети противопожарного водопровода должен приниматься из расчета двух одновременных пожаров на предприятии:

одного пожара в производственной зоне (на одной из установок)

второго пожара - в зоне сырьевых и товарных парков (в одном из парков).

34.8. Расход воды на противопожарную защиту и пожаротушение из сети противопожарного водопровода, а так же производительность противопожарного водопровода определяется из расчета:

- обеспечения работы стационарных установок водяного орошения;

- максимального расхода воды на внутреннее пожаротушение диктующего здания;

- подачи воды не менее 50 л/с для передвижной пожарной техники или одновременной работы двух лафетных стволов.

В случаях, когда расход воды на одновременную работу двух лафетных стволов превышает 50 л/с, необходимо установить расход воды только для работы двух лафетных стволов.

34.9. Расход воды на пожаротушение определяется расчетом, но должен приниматься не менее:

для производственной зоны - 170 л/с;

для товарно-сырьевых складов (парков) - 200 л/с.

34.10. Расход воды на стационарные установки водяного орошения оборудования колонного типа открытых технологических установок определяется исходя из суммы расходов воды на охлаждение условно горячей колонны и смежных с ней колонн, расположенных на расстоянии менее двух диаметров наибольшей из колонн.

34.11. Интенсивность подачи воды на охлаждение поверхности оборудования для стационарных установок орошения должна приниматься в соответствии с таблицей 12.

Таблица 12

№ пп	Наименование оборудования	Интенсивность подачи воды, л/с м <sup>2</sup>
1.	Аппараты колонного типа	0,1
2.	Прочее оборудование наружных установок	0,1
3.	Создание водяных завес	0,5

34.12. Расстояние от оросительного кольца до защищаемой поверхности должно быть не менее 0,8 м.

34.13. Для систем орошения должны применяться дренчерные оросители или перфорированные трубы с диаметром отверстий не менее 5 мм.

Для аппаратов вертикального типа (колонны и т.п.) ось факела водяной струи от оросителей должна быть направлена вниз под углом 50°, 60° к орошаемой поверхности.

34.14. Защита коленных аппаратов технологических установок на высоту до 30 м должна производиться лафетными стволами.

При высоте колонных аппаратов более 30 м защита их должна производиться комбинированно (до высоты 30 м - лафетными стволами, свыше 30 м - стационарными установками водяного орошения).

34.15. Число и расположение лафетных стволов для защиты оборудования, расположенного на наружной установке, определяется графически, исходя из условия орошения защищаемого оборудования одной компактной струей.

34.16. Лафетные стволы на наружных технологических установках должны располагаться вне габаритов защищаемых ими объектов, на расстоянии не менее 15 м от аппаратов, сооружений и трубопроводов с ЛВЖ и СУГ. В отдельных случаях при стесненных условиях площадки, допускается это расстояние уменьшать до 10 м.

При невозможности размещения лафетных стволов на указанных расстояниях от аппаратов, сооружений и трубопроводов, лафетные стволы допускается устанавливать на меньших расстояниях (а также устанавливать на площадках обслуживания колонн, этажерок и на кровле зданий) при условии, если будут установлены дублирующие стволы или обеспечено дистанционное управление стволами.

34.17. Для защиты оборудования, расположенного на высоте до 20 м лафетные стволы могут устанавливаться на земле на высоте 1,2 м от планировочной отметки.

Для защиты оборудования, расположенного на этажерках высотой более 20 м лафетные стволы могут устанавливаться на специальных лафетных вышках высотой до 2,5 м. Площадки для обслуживания лафетных стволов должны быть размером 2,7 × 2,7 м и иметь ограждение.

34.18. Лафетные стволы для защиты оборудования наружных установок следует применять с диаметром насадки не менее 28 мм.

Выбор диаметра насадки лафетных стволов следует производить в зависимости от получения необходимого радиуса

действия компактной струи с учетом напора в сети противопожарного водопровода.

Напор у насадка должен быть не менее 0,4 МПа.

34.19. Наружные установки высотой 10 м и более должны быть оборудованы стояками - сухотрубками диаметром не менее 80 мм со стационарными подключениями к сетям водопровода (пенпровода) для сокращения времени подачи огнетушащих веществ.

На каждой этажерке наружной установки длиной более 80 м должно быть не менее двух стояков, расположенных у маршей лестниц.

На стояке - сухотрубе, на каждом этаже, должна быть запорная соединительная арматура, рассчитанная на работу рукавов Ду 80.

На стояках - сухотрубках следует предусматривать спускные краны для опорожнения их от воды.

34.20. Для зданий высотой более 15 м вдоль пожарных лестниц для подъема на кровлю следует предусматривать устройство сухотрубов диаметром не менее 80 мм с соединительными головками на обоих концах трубопровода для сокращения времени подачи огнетушащих веществ.

34.21. Категорию надежности электроснабжения противопожарной насосной следует принимать в соответствии с приложением 1.

34.22. Неприкосновенный запас воды при насосном пожаротушении следует принимать из расчета продолжительности тушения пожара в течение 3-х часов и хранить его не менее чем в двух резервуарах.

34.23. Расчетное время восполнения неприкосновенного противопожарного запаса воды в резервуарах после пожара должно быть для объектов ГПЗ - 24 часа.

34.24. На сетях противопожарного водопровода следует устанавливать пожарные гидранты с интервалом 100 м друг от друга.

У пожарных гидрантов и водоемов должны устанавливаться световые или флюоресцентные указатели в соответствии с требованиями ГОСТ 12.04.009-83.

34.25. В дополнение к противопожарному водопроводу на площадках ГПЗ следует предусматривать строительство противопожарных водоемов объемом не менее 250 м<sup>3</sup> с интервалом размещения не более 500 м друг от друга.

34.26. Расстояние от места забора воды из пожарных водоемов должно быть:

до зданий категории А, Б, В по пожарной опасности - 20 м;

от наружных дворов технологических установок - 40 м.

34.27. Каждый пожарный водоем должен иметь колодец для забора воды объемом 3, 5 м<sup>3</sup>, соединенный с водоемом трубой диаметра не менее 200 мм и площадку с твердым покрытием размером в плане 12 ´ 12 для стоянки пожарных автомобилей.

## 35. ПРИНЯТЫЕ В ТЕКСТЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВО - Аппараты воздушного охлаждения

АВР - аварийное включение резерва

АРМ - автоматизированное рабочее место

АСУ - автоматизированная система управления

АСУП - автоматизированная система управления производством

АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом

АТС - автоматизированная телефонная станция

АРБ - аварийная разгерметизация блока

БКУ - блочно-комплектные устройства

БПК - биологическая потребность в кислороде

ВВК - вытяжная вентиляционная камера

ВЭР - вторичные энергоресурсы

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГЖ - горючая жидкость

ГСС - газоспасательная служба

ГМК - газомоторный компрессор

ГПА - газоперекачивающий агрегат



ГУПО МВД - государственное управление пожарной охраны Министерства внутренних дел

ГФУ - газофракционирующая установка

ДВК - дозрывная концентрация

ДЭА - диэтаноламин

ДЭГ - диэтиленгликоль

ЕАСС - единая автоматизированная система связи

ЗРУ - закрытое распределительное устройство

ИТП - индивидуальный тепловой пункт

КИП - контрольно-измерительный прибор

КС - компрессорная станция

КСП - комплексный сборный пункт

КТЛ - комплектная технологическая линия

КТС - комплекс технических средств

КВ - кондиционирование воздуха

ЛВС - локальная вычислительная сеть

ЛВЖ - легковоспламеняющаяся жидкость

МЭА - моноэтаноламин

МПУ - местное помещение управления

МДЭА - метилдиэтаноламин

НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени

НПВК - нижний предел взрывоопасной концентрации

НТК - низкотемпературная конденсация

НТА - низкотемпературная абсорбция

НТД - нормативно-техническая документация

ОВ - отопление и вентиляция

ОВОС - оценка воздействия на окружающую среду

ПАЗ - противоаварийная защита

ПУ - помещение управления

ПНВ - предварительный нагрев воздуха

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ПВК - приточная вентиляционная камера

ПДК - предельно-допустимая концентрация

ПК - предохранительный клапан

ПЭВМ - персональная электронно-вычислительная машина

ПУЭ - правила устройства электроустановок

ПДВ - предельно-допустимый выброс

РОУ - редуцирующее охлаждающее устройство

РМОТ - рабочее место оператора-технолога

РД - руководящий документ

СА - система автоматизации

СУ - система управления

СУГ - сжиженный углеводородный газ

ТЗ - техническое задание

ТМП - тепломатериалопровод

ТС - теплоснабжение

ТЭГ - триэтиленгликоль

УСО - устройство связи с объектом

ЦТП - центральный тепловой пункт

ЦПУ - центральное помещение управления

ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов

ЭГ – этиленгликоль

## Приложение 1

### КАТЕГОРИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Наименование установок, зданий и сооружений	Основные электроприемники	Категория по ПУЭ
1. Объекты основного производственного назначения		
1.1. Установка переработки газа		I см. примечание
1.1.1. Компрессорная	Компрессоры, насосы, вентиляторы, средства автоматизации, электрозадвижки, электроклапаны	I
1.1.2. Наружное оборудование и осушка	Насосы, аппараты воздушного охлаждения, электрозадвижки, вентиляторы насосной	I
1.1.3. Холодильная компрессорная	Компрессоры, насосы, масляные насосы компрессоров, вентиляторы, средства автоматизации	I
1.1.4. НТК и наружное оборудование	Аппараты воздушного охлаждения, насосы, электрозадвижки	I
1.1.5. Центральное помещение управления	Насосы циркуляционные, вентиляторы, средства автоматизации	I
1.2. Установка получения пропана	Аппараты воздушного охлаждения, насосы	I
1.3. Факельное хоз-во	Электрозадвижки, средства автоматизации	I
1.4. Реагентное хоз-во	Насосы, вентиляторы, электрозадвижки, средства автоматизации	III
1.5. Установка инертного газа		
1.5.1. Азотно-кислородная станция	Компрессоры, газодувки, насосы, электронагреватели, вентиляторы электрозадвижки	II
1.5.2. Наружное оборудование	Насосы, аппараты воздушного охлаждения	II
1.6. Продуктопровод	Электрозадвижки, средства автоматизации	I
1.7. Газопровод сухого газа	Средства автоматизации	I
2. Объекты подсобного и обслуживающего назначения		
2.1. Административно-бытовой корпус	Насосы, вентиляторы и др.	III
2.2. Ремонтно-механическая мастерская	Станки, компрессоры, насосы, станды, прессы, краны, вентиляторы и др.	III
2.3. Склад грузов длительного хранения	Краны подвесные, вентиляторы	III
2.4. Склад этиленгликоля	Насосы, краны подвесные, вентиляторы	III
2.5. Склад ЛВЖ	Насосы, вентиляторы	III
2.6. Склад метанола	Насосы, вентиляторы	III
2.7. Воздушная компрессорная	Компрессоры, насосы, средства автоматизации	I
3. Объекты транспортного хозяйства и связи		
3.1. Гараж	Компрессоры, насосы, станки, прессы, краны и др.	III
3.2. Пождепо	Компрессоры, насосы Вентиляторы Средства автоматизации и связи	II III I
3.3. Автоматическая установка пожарной сигнализации промплощадки	Аппараты пожарной сигнализации и связи	I
3.4. Диспетчеризация	Аппараты систем телемеханики, автоматики и связи	I
4. Сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения		
4.1. Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения	Водяные насосы, вентиляторы, средства автоматизации	II
4.2. Насосная станция производственно-противопожарного водоснабжения	Водяные насосы, пожарные насосы, средства автоматизации	I
4.3. Водозабор	Насосы, электропечи	II
4.4. Канализационная насосная станция производственно-дождевых стоков	Насосы Вентиляторы заглубленных КНС, средства автоматизации	II I
4.5. Канализационная насосная станция бытовых стоков	Насосы Вентиляторы заглубленных КНС, средств автоматизации	II I
4.6. Станция биологической очистки	Насосы, воздуходувки, вентиляторы, средства автоматизации	II
4.7. Очистные сооружения производственно-дождевой канализации	Насосы, вентиляторы, средства автоматизации	II
4.8. Котельная	Насосы, дымососы, дутьевые вентиляторы, средства автоматизации	I
4.9. Канализационная насосная станция очищенных сточных вод	Насосы Вентиляторы заглубленных КНС, средства автоматизации	II I
4.10. Станция обезжелезивания воды	Насосы, воздуходувки, вентиляторы, средства	II

	автоматизации	
4.11. Установка нагрева теплоносителя	Насосы, электродвигатели, средства автоматизации	I
4.12. Установка очистки парового конденсата	Насосы, электродвигатели, средства автоматизации	I
4.13. Станция перекачки конденсата	Насосы, электродвигатели, средства автоматизации	I
4.14. Водоподогревательная установка (бойлерная)	Насосы, электродвигатели, средства автоматизации	I
4.15. Водоподготовка (химводочистка)	Насосы, электродвигатели, средства автоматизации	II

#### ПРИМЕЧАНИЯ

1. В связи с невозможностью осуществления самозапуска или автоматического повторного пуска синхронных электродвигателей сырьевых и дожимных компрессоров, I категорию электроснабжения последних следует относить к питающим шинам подстанции, а не к самим электродвигателям, т.к. даже автоматическое восстановление напряжения на шинах, потерявших питание, все равно ведет к нарушению непрерывного технологического процесса.

2. Если необходимо обеспечить непрерывность технологического процесса при потере источника электроэнергии, выходе из строя электродвигателя, его коммутационной аппаратуры или линии, непосредственно питающей электродвигатель, резервирование следует осуществлять путем установки резервного технологического механизма, запитываемого от второго независимого источника питания.

#### Приложение 2

#### ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ НАИБОЛЕЕ ЖИЗНЕННО-ВАЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

	Наименование установок, зданий и сооружений	Основные электроприемники
1.	Установка переработки газа 1.1. Наружное оборудование и осушка 1.2. НТК и наружное оборудование	Электродвигатели на приеме сырого газа, на выходе сухого газа и на сбросах на факел Электродвигатели на выходе ШФЛУ, сухого газа, на сбросах на факел и в аварийную емкость.
2.	Центральное помещение управления	Вентиляторы для подачи воздуха, аварийное электроосвещение, средства автоматизации.
3.	Трансформаторные подстанции, (пристроенные к помещениям с взрывоопасными зонами с тяжелыми и сжиженными горючими газами)	Вентиляторы для подпора воздуха, аварийное электроосвещение.
4.	Котельная	Насосы сетевой и питательной воды, дымосос, вентилятор, аварийное электроосвещение и средства автоматизации для работы одного котлоагрегата
5.	Насосная станция производственно-противопожарного водоснабжения	Водяной насос противопожарного водоснабжения, аварийное электроосвещение.

#### ПЕРЕЧЕНЬ

**нормативно-технических документов, положения которых учтены в нормах и даны ссылки.**

- "Положение о системе технического обслуживания и ремонта технологического оборудования и аппаратов объектов сбора, транспорта и переработки нефтяного газа". РД 39-095-91, Миннефтегазпром, 1991 г.
- ВНТП 01/87/04-84 "Нормы технологического проектирования объектов нефтяной и газовой промышленности, выполненных применением блочных и блочно-комплектных устройств" утверждены Миннефтегазстроем, Мингазпром, 1984 г.
- Типовая инструкция по организации безопасности проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, утверждена Госгортехнадзором, 1974 г.
- Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, утверждены Госгортехнадзором, 1988 г.
- Нормативы техники безопасности и промышленной санитарии на холодильное оборудование для химических и нефтехимических производств, Минхиммаш, 1970 г.
- ВУПП-88 "Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности", Миннефтехимпром, 1988 г.
- Правила устройства и безопасной эксплуатации поршневых компрессоров, работающих на взрывоопасных и токсичных газах, утверждены Госгортехнадзором, 1977 г.
- Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов, утверждены Госгортехнадзором, 1975 г.
- ВСН-6-75 "Инструкция по проектированию производства газообразных и сжиженных продуктов разделения воздуха", Минхимпром, 1975 г.
- ИБТВ-2-001-82 "Типовая отраслевая инструкция о порядке получения, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола, Миннефтепром, 1982 г.

11. Инструкция по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением до  $100 \text{ кг/см}^2$  и защите их от превышения давления, Миннефтехимпром, 1978 г.
12. РТМ-26-02-63-83 "Технические требования к конструкции и изготовлению сосудов, аппаратов и технических блоков установок подготовки и переработки нефти и газа, содержащих сероводород", Союзнефтехиммаш, 1983 г.
13. Правила безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов, утверждены Госгортехнадзором СССР, 1986 г.
14. Инструкция по выбору нефтяных центробежных насосов, ВНИИнефтемаш, 1980 г.
15. РД-03-15-92 "Требования к разработке, изготовлению и применению мембранных предохранительных устройств", Госгортехнадзор, 1992 г.
16. Регламент проведения в зимнее время пуска, остановки и испытания на прочность химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, а также промыслов и ГПЗ, Министерство химического и нефтяного машиностроения, 1972 г.
17. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, утверждены Госгортехнадзором, 1987 г.
18. СНиП 2.01.01-82 "Строительные климатология и геофизика", Госстрой СССР, 1982 г.
19. СНиП 3.05.35-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы", утвержден Госстроем СССР, 1984 г.
20. СН 527-80 Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов  $P_u$  до 10 МПа, утверждены Госстроем СССР, 1981 г.
21. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утверждены Госпроматомнадзором СССР, 1990 г.
22. РД 38.13.004-86 "Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ )". Миннефтепром, 1986 г.
23. Правила пожарной безопасности при эксплуатации ГПЗ, утверждены Миннефтепромом, 1981 г.
24. СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение", утвержден Госстроем СССР, 1987 г.
25. СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы", Госстрой России, 1993 г.
26. ОСТ 36-24-77 "Детали трубопроводов Ду 500-1400 мм сварные из углеродистой стали на  $P_u \leq 2,5 \text{ МПа}$  ( $25 \text{ кг/см}^2$ ). Тройники сварные. Размеры", Минмонтажспецстрой, 1977 г.
27. ОСТ 36-45-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Ответвления. Конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой СССР, 1977 г.
28. ОСТ 36-46-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Тройники сварные. Конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой, 1981 г.
29. ОСТ 36-47-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Заглушки плоские, конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой, 1981 г.
30. ОСТ 36-48-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Заглушки ребристые. Конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой СССР, 1981 г.
31. ОСТ 36-42-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Отводы гнутые. Конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой СССР, 1981 г.
32. ОСТ 36-43-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Отводы сварные. Конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой СССР, 1981 г.
33. ОСТ 36-44-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на  $P_u$  до 10 МПа ( $100 \text{ кг/см}^2$ ). Переходы сварные. Конструкция и размеры", Минмонтажспецстрой СССР, 1981 г.
34. ОСТ 36-21-77 "Детали трубопроводов Ду 500, 1400 мм сварные из углеродистой стали на  $P_u \leq 2,5 \text{ МПа}$  ( $25 \text{ кг/см}^2$ ). Отводы штампованные  $R = 1,5 \text{ Ду}$  под углом  $90^\circ$ . Размеры", Минмонтажспецстрой СССР, 1977 г.
35. ОСТ 36-22-77 "Детали трубопроводов Ду 500, 1400 мм сварные из углеродистой стали на  $P_u \leq 2,5 \text{ МПа}$  ( $25 \text{ кг/см}^2$ ). Переходы концентрические и эксцентрические. Размеры" Минмонтажспецстрой СССР, 1977 г.
36. Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности, утверждены Госгортехнадзором, 1988 г.
37. Пособие по расчету на прочность технологических стальных трубопроводов за  $P_u$  до 10 МПа (к СН 527-80), ВНИИмонтажспецстрой, 1989 г.
38. СНиП II-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий", утвержден Госстроем, 1980 г.
39. Правила устройства электроустановок, утверждены Минэнерго СССР, 1986 г.
40. РД 39-0148306-002-87 "Автоматизация технологических процессов объектов переработки нефтяного газа. Основные положения", Миннефтепром, 1987 г.
41. РД 50-213-80 "Правила измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами", Госстандарт СССР, 1982 г.

42. Временное руководство по проектированию пунктов учета ШФЛУ, НИПИгазпереработка, 1990 г.
43. РД 39-083-91 "Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя", Миннефтегазпром, 1990 г.
44. ГОСТ 34.003-90 "Автоматизированные системы. Термины определения", утвержден Госстандартом, 1990 г.
45. ГОСТ 34.601.90 "Автоматизированные системы. Стадии создания", утвержден Госстандартом, 1990 г.
46. ГОСТ 34.201-89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем", утвержден Госстандартом, 1989 г.
47. РД 50-34.698-90 "Методические указания. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов", Утверждены Госстандартом СССР, 1990 г.
48. ГОСТ 34.602-89 "Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы", утвержден Госстандартом, 1987 г.
49. Общие требования к ведомственным сетям в части их увязки с общегосударственными сетями ЕАСС, утверждены Минсвязи, 1982 г.
50. Классификатор объектов народного хозяйства Министерства нефтяной промышленности СССР, на которых выставляется ведомственная военизированная и сторожевая охрана и основные технические требования при проектировании комплекса инженерно-технических средств охраны помещений для размещения подразделений охраны, МНП, 1989 г.
51. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, утверждены Госгортехнадзором, 1984 г.
52. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утверждены Минэнерго СССР, 1984 г.
53. СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства", утвержден Госстроем СССР, 1985 г.
54. ВСН-10-72 "Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности", Минхимпром, Миннефтепром, 1973 г.
55. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений", утверждена Минэнерго СССР, 1987 г.
56. СН 174-75 "Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий", утвержден Госстроем СССР, 1975 г.
57. СНиП II-4-79 "Естественное и искусственное освещение" утвержден Госстроем СССР, 1979 г.
58. ПУ и БЭФ-91. "Правило устройства и безопасной эксплуатации факельных систем", утверждены Госпроматомнадзором, 1991 года.
59. РТМ 36.18.32.4-92 "Расчет электрических нагрузок", Тяжпромэлектропроект, 1992 г.
60. СНиП II-35-76 "Котельные установки", утвержден Госстроем СССР, 1976 г.
61. СНиП 2.04.07-86 "Тепловые сети", утвержден Госстроем СССР, 1986 г.
62. СНиП 2.04.02-84 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения", утвержден Госстроем СССР, 1984 г.
63. РД 39-0148306-403-86 "Инструкция по защите оборудования замкнутых систем водооборота от коррозии нитрохроматным ингибитором", Утвержден Миннефтепромом, 1986 г.
64. РД 39-23-1148-84 "Инструкция по защите от коррозии оборудования закрытых водоблоков с температурой воды до 70 °С с цинхромотполифосфатным ингибитором", утвержден Миннефтепромом, 1984 г.
65. Пособие к СНиП 1.02.01-85 "Охрана окружающей природной среды", Госстрой СССР, 1989 г.
66. Инструкция о порядке проведения оценки воздействия на окружающую среду при разработке материалов по выбору площадки (трассы), технико-экономических обоснований инвестиций и проектов строительства международных объектов и комплексов", утверждена Госкомприродой, 1992 г.
67. Временные методические указания по составлению раздела "Оценка воздействия на окружающую среду в схемах размещения, ТЭО (ТЭР) и проектах разработки месторождений и строительства объектов нефтегазовой промышленности", утверждены Миннефтегазпромом, 1991 г.
68. Временный классификатор токсичных промышленных отходов и методические рекомендации по определению класса токсичности промышленных отходов, утвержден Минздравом СССР, 1987 г.
69. Временная инструкция по сбору, приему, хранению, рациональному использованию и транспортировке отработанных нефтепродуктов, утверждена Госнабтом СССР.
70. СНиП 2.01.28-85 "Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию", Госстрой СССР, 1985 г.
71. ОНД 86 "Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий", утверждена Госкомгидрометом, 1986 г.
72. Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами, Минздрав СССР, Минрыбхоз СССР, 1975 г.
73. Нормы технологического проектирования резервуарных парков, сжиженных углеводородных газов (СУГ), НИПИгазпереработка, 1993 г. (проект).
74. ВУП СНЭ-87 "Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад ЛВЖ, ГЖ и СУГ", Миннефтехимпром, 1986 г.

75. Инструкция по наливу, сливу и перевозке СУГ в железнодорожных вагонах-цистернах", Мингазпром, 1979 г.
76. СНиП 2.05.07-91 "Промышленный транспорт", Минстрой России, 1991 г.
77. СНиП 2.05.02-85 "Автомобильные дороги" Госстрой СССР, 1985 г.
78. Санитарные правила организаций технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию, Минздрав СССР, 1971 г.
79. ОСТ 51.125-84 "ССБТ. Процессы производственные по переработке бессернистого газа на газоперерабатывающих заводах. Общие требования безопасности", Мингазпром, 1984 г.
80. Правила использования взрывозащищенного и рудничного электрооборудования, М, Энергия, 1969 г.
81. РД 39-22-113-78 "Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности", Миннефтепром, 1978 г.
82. Правила безопасности в газовом хозяйстве, утверждены Госгортехнадзором, 1991 г.
83. Правила безопасности для складов хранения сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под давлением", НТЦ Госгортехнадзора России, 1992 г. (проект).
84. Нормативы по технике безопасности на различные типы насосов, перекачивающих ядовитые, огне- и взрывоопасные жидкости, ВНИИ гидромаш, 1968 г.
85. Правила технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей и Правила техники безопасности при эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей, Госэнергонадзор, 1973 г.
86. СНиП 2.02.04-68 "Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах", Госстрой СССР, 1988 г.
87. РД-39-00-148317-001-94. Классификатор помещений, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности, Роснефть, 1994 г.
88. Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли, утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 5 августа 1992 г. № 552.
89. Единые нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР, введены с 1.01.1991 г.
90. Временная типовая методика определения экономической эффективности, создания и деятельности на территории СССР современных предприятий с участием предприятий и организаций СССР и других стран-членов СЭВ, также организаций и фирм капиталистических и развивающихся стран", 1988 г.
91. Типовая структура и нормативы численности инженерно-технических работников и служащих ГПЗ нефтяной промышленности, ВНИИ ОЭНГ, 1983 г.
92. Нормативы численности рабочих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности, Миннефтепром, 1988 г.
93. СН 245-71 "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий", Госстрой СССР, 1971 г.
94. ОНТП 24-86 "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности", МВД СССР, 1986 г.
95. "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утверждены Госгортехнадзором, 1988 г.
96. СНиП 2.01.02-85 "Противопожарные нормы", Госстрой СССР, 1985 г.
97. СНиП 2.09.02-85 "Производственные здания", Госстрой СССР, 1985 г.
98. СНиП 2.09.03-85 "Сооружения промышленных предприятий", Госстрой СССР, 1985 г.
99. СНиП 2.04.09-84 "Пожарная автоматика зданий и сооружений", Госстрой СССР, 1984 г.
100. ОСТ 51-45-76 "Газодобывающие предприятия. Эксплуатация установок по сбору и подготовке газа к транспорту. Требования безопасности", Мингазпром, 1976 г.
101. ГОСТ 12.1.044-89 "ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения", Госстандарт СССР, 1989 г.
102. СНиП 2.04.01-85 "Внутренний водопровод и канализация зданий", Госстрой СССР, 1985 г.
103. СНиП 2.11.01-85 "Складские здания", Госстрой СССР, 1985 г.
104. У-ТБ-07-89 "Указания по проектированию систем пожаротушения на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях", Миннефтехимпром, 1989 г.
105. ВНТПОЗ/170/567-87 "Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса", утверждены Миннефтегазстроем, 1987 г.
106. СН 512-78 "Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин", Госстрой СССР, 1978 г.
107. ОСТ 36-49-81 "Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кг/см<sup>2</sup>). Технические условия", утверждены Минмонтажспецстроем СССР, 1981 г.
108. Нормативы по технике безопасности на центробежные насосы, перекачивающие сжиженные газы", ВНИИ нефтемаш, 1976 г.

109. ГОСТ 12.2.085-82 ССБТ "Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности", Госстандарт СССР, 1982 г.

110. РД 51-0220570-2-93 "Клапаны предохранительные. Выбор, установка, расчет", РАО "Газпром", 1993 г.

111. РД 39-0148306-422-89 "Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа", Миннефтегазпром, 1989 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения
2. Основные понятия, термины и определения
3. Требования к параметрам, качеству сырья и готовой продукции ГПЗ
4. Фонды времени и режимы работы предприятия, производств, оборудования
5. Расчетные нормы потерь сырья и готовой продукции
6. Требования к параметрам и качеству основных и вспомогательных материалов, топлива, оборотной воды, воздуха, азота
7. Нормы запасов и складирования сырья и готовой продукции
8. Нормы запасов и складирования реагентов и вспомогательных материалов
9. Требования к технологической схеме ГПЗ
10. требования к технологическим установкам
  - 10.1. Сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей
  - 10.2. Установки очистки газа от кислых компонентов.
  - 10.3. Осушка газа.
  - 10.4. Переработка газа.
  - 10.5. Переработка углеводородного конденсата
  - 10.6. Производство серы.
  - 10.7. Дочистка отходящих газов производства серы.
  - 10.8. Дегазация, хранение и отгрузка товарной серы.
  - 10.9. Холодильные установки.
  - 10.10. Пункт коммерческого и оперативного учета сырья и готовой продукции.
  - 10.11. Производство моторных топлив.
  - 10.12. Газофракционирующие установки (ГФУ).
  - 10.13. Очистка СУГ от меркаптанов.
  - 10.14. Очистка газа от меркаптанов
11. Требования к размещению оборудования
  - 11.1. Требования к компоновке оборудования наружных установок.
  - 11.2. Требования к компоновке оборудования насосных.
  - 11.3. Требования к компоновке оборудования компрессорных.
  - 11.4. Требования к компоновке оборудования вспомогательных сооружений.
12. Нормы резервирования технологического оборудования
13. Аппаратура и оборудование технологических установок
  - 13.1. Общие требования
  - 13.2. Компрессоры
  - 13.3. Трубчатые печи
  - 13.4. Аппараты воздушного охлаждения (АВО)
  - 13.5. Насосы
  - 13.6. Предохранительные устройства

- 13.7. Аппараты колонного типа
- 13.8. Емкости
- 13.9. Теплообменная аппаратура
14. Трубопроводы технологических установок
- 14.1. Общие положения
- 14.2. Требования к прокладке трубопроводов.
- 14.3. Требования к конструкции трубопроводов.
- 14.4. Требования к предохранительным клапанам и факельным трубопроводам.
15. Автоматизация технологических процессов
- 15.1. Общие требования
- 15.2. Требования к системе управления технологическими процессами.
- 15.3. Функции системы управления
- 15.4. Требования к комплексу технических средств (КТС) системы управления.
- 15.5. Требования к системам противоаварийной защиты.
- 15.6. Требования к энергообеспечению СУ.
- 15.7. Коммерческий и оперативный учет сырья и готовой продукции.
- 15.8. Требования к качеству измерения параметров.
- 15.9. Требования к надежности средств автоматизации.
- 15.10. Требования к размещению и устройству помещений управления.
- 15.11. Требования к пожаротушению помещений управления.
16. Автоматизированные системы управления
- 16.1. Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП).
- 16.2. Автоматизированная система управления предприятием (АСУП).
- 16.3. Автоматическая система управления "Экология"
17. Связь и сигнализация
18. Механизация трудоемких работ
19. Требования к энергообеспечению ГПЗ
- 19.1. Электроснабжение и электротехнические устройства.
- 19.2. Теплоснабжение
- 19.3. Газоснабжение
- 19.4. Отопление, вентиляция и кондиционирование
- 19.5. Водоснабжение и канализация
- 19.6. Обеспечение производства сжатым воздухом
- 19.7. Обеспечение производства инертным газом.
20. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии
21. Требования к охране окружающей среды и рациональному использованию природных, материальных и топливно-энергетических ресурсов
- 21.1. Охрана окружающей природной среды
- 21.2. Рациональное использование природных, материальных, топливно-энергетических и исторических энергетических ресурсов
- 21.3. Факельное хозяйство
22. Нормы использования и хранения отходов
23. Нормы утилизации и выброса вредных отходов
24. Склады сжиженных углеводородных газов
25. Склады моторных топлив и стабильного конденсата
26. Сливно-наливные эстакады
27. Общие заводские склады для хранения оборудования и материалов



28. Ремонтное хозяйство

29. Себестоимость продукции изэкономическая эффективность

30. Научная организация труда рабочих ислужащих. управление предприятием

30.1. Управлениепредприятием

30.2. Научнаяорганизация труда

31. Специализация и кооперированиепроизводства

32. Генеральный план

33. Общие требования по охране труда и технике безопасности

33.1. Охранатруда и техника безопасности

33.2. Категориипроизводственных помещений по пожаровзрывоопасности.

33.3. Требованияпо снижению опасности производства при аварийных ситуациях.

34. Пожарная безопасность производства.Пожаротушение.

35. Принятые в тексте сокращения

Приложение 1 Категории электроприемниковпо обеспечению надежности электроснабжения

Приложение 2 Электроприемники наиболеежизненно-важных потребителей электроэнергии

Перечень нормативно-технических документов, положениякоторых учтены в нормах и даны ссылки.