

---

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

---



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**ГОСТ Р**  
*(проект,  
окончательная  
редакция)*

---

**Обустройство месторождений нефти на суше**

**Технологическое проектирование  
Process Engineering for Onshore Oil Fields**

**Настоящий проект национального стандарта не подлежит  
применению до его утверждения**

**Москва  
Стандартинформ  
2018**

## Предисловие

- 1 **РАЗРАБОТАН** акционерным обществом «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ».
- 2 **ВНЕСЕН** техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность».
- 3 **УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от \_\_\_\_\_ 2018 №\_\_\_\_\_.

- 4 **ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ**

- 5 С вводом в действие настоящего национального стандарта признать утратившим силу нормативный документ ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона "О стандартизации в Российской Федерации". Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе "Национальные стандарты", а официальный текст изменений и поправок - в ежемесячном информационном указателе "Национальные стандарты". В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя "Национальные стандарты". Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет ([www.gost.ru](http://www.gost.ru)).*

**Стандартинформ, 2018**

Настоящий национальный стандарт не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён в

качестве официального издания на территории Российской Федерации без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

## Содержание

<b>1</b>	<b>ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ</b>
<b>2</b>	<b>НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ</b>
<b>3</b>	<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ</b>
<b>4</b>	<b>СОКРАЩЕНИЯ</b>
<b>5</b>	<b>ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ</b>
<b>6</b>	<b>ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ</b>
6.1	Извлечение (подъём) на поверхность нефтегазоводяной смеси.
6.2	Сбор нефтегазоводяной смеси
6.3	Подготовка нефти, газа и воды
6.4	Методы повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти
6.5	Газлифтная добыча нефти
6.6	Противопожарное водоснабжение, пожаротушение и водяное орошение
6.7	Водоснабжение для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд
6.8	Водоотведение
6.9	Автоматизация, телемеханизация, автоматизированные системы управления
6.10	Электроснабжение и электрооборудование
6.11	Электрообогрев трубопроводов и оборудования
6.12	Связь
6.13	Пожарная сигнализация
6.14	Теплоснабжение
6.15	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
6.16	Защита от коррозии
6.17	Генеральный план
6.18	Автомобильные дороги
6.19	Материальное исполнение и прочностные расчеты
6.20	Экологическая безопасность
<b>7</b>	<b>ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ</b>
<b>8</b>	<b>УПРАВЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯМИ</b>
	<b>БИБЛИОГРАФИЯ</b>

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА СУШЕ**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Standardization in Russian Federation. National Standards of Russian Federation

---

Дата введения – 2018...-.....-.....

## **1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт устанавливает правила проектирования объектов обустройства (технологической инфраструктуры) нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (далее месторождения нефти), расположенных на территории Российской Федерации.

1.2 Настоящим стандартом следует руководствоваться при проектировании объектов обустройства (технологической инфраструктуры) при капитальном строительстве на суше для месторождений нефти.

1.3 Настоящий стандарт распространяется на проектирование новых, реконструкцию, техническое перевооружение объектов обустройства месторождений нефти.

1.4 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование объектов обустройства (технологической инфраструктуры) при капитальном строительстве объектов на суше для газовых и газоконденсатных месторождений, а также газоконденсатных и газовых пластов газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

1.5 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование объектов обустройства (технологической инфраструктуры) при капитальном строительстве:

- для нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений углеводородного сырья:
  - а) расположенных во внутренних морских водах, в территориальном море и на континентальном шельфе Российской Федерации;
  - б) с высоким содержанием сернистого водорода в нефтегазоводяной смеси (свыше 6% объема такой нефтегазоводяной смеси);

- в) размещаемых на территории с интенсивностью землетрясений более 6 баллов по шкале МСК-64;
- для объектов по захоронению отходов нефтегазодобычи в глубоких горизонтах, обеспечивающих локализацию таких отходов;
- для подземных хранилищ углеводородного сырья и продуктов его переработки, объектов переработки попутного нефтяного газа, хранения и транспорта сжиженных газов, складов для хранения нефти и нефтепродуктов.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.611-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

ГОСТ 9.032-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 9.039-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозионная агрессивность атмосферы

ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

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

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

ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные

ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов

ГОСТ 21.701-2013 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автомобильных дорог

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 356-80 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные пробные и рабочие. Ряды

ГОСТ 464-79 Заземления для стационарных установок проводной связи, радиорелейных станций, радиотрансляционных узлов проводного вещания и антенн систем коллективного приема телевидения. Нормы сопротивления

ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

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

ГОСТ 16293-89 Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры

ГОСТ 17433-80 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности

ГОСТ 27331-87 Пожарная техника. Классификация пожаров

ГОСТ 28996-91 Оборудование нефтепромысловое устьевое. Термины и определения

ГОСТ 30196-94 Головки колонные. Типы, основные параметры и присоединительные размеры

ГОСТ 30767-2002 Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин. Требования безопасности и методы испытаний

ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ГОСТ 31294-2005 Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия

ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ 31610.10-2012 /IEC 60079-10:2002 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ 31844-2012 (ISO 13535:2000) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое эксплуатационное. Оборудование подъемное. Общие технические требования

ГОСТ 32358-2013 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования

ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия

ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах

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

ГОСТ IEC 60079-29-2-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода

ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.740-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с



помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50970-2011 Технические средства организации дорожного движения. Столбики сигнальные дорожные. Общие технические требования. Правила применения

ГОСТ Р 51364-99 (ИСО 6758-80) Аппараты воздушного охлаждения. Общие технические условия

ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 52289-2004 Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств

ГОСТ Р 52290-2004 Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования

ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

ГОСТ Р 53201-2008 Трубы стеклопластиковые и фитинги. Технические условия.

ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно- компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия

ГОСТ Р 53554-2009 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения

ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию

ГОСТ Р 53681-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Детали факельных устройств для общих работ на нефтеперерабатывающих предприятиях. Общие технические требования

ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки

ГОСТ Р 54973-2012 Переработка попутного нефтяного газа. Термины и определения

ГОСТ Р 55288-2012 Испытатели пластов на трубах. Скважинное и устьевое оборудование. Общие технические требования

ГОСТ Р 55415-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования

СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности

СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям

СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

СП 6.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности

СП 7.13130.2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности

СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности

СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности

СП 12.13130.2009 Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

СП 16.13330.2017 Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81\*

СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80\*

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\*

СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88

СП 30.13330.2016 Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85\*

СП 31.13330.2012 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84\*

СП 32.13330.2012 Канализация. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85

СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85\*

СП 35.13330.2011 Мосты и трубы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.03-84\*

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*

СП 37.13330.2012 Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07.91\*

СП 46.13330.2012 Мосты и трубы. Актуализированная редакция СНиП 3.06.04-91

СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003

СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003

СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002

СП 75.13330.2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы

СП 89.13330.2016 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76

СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003

СП 133.13330.2012 Сети проводного радиовещания и оповещения в зданиях и сооружениях. Нормы проектирования

СП 134.13330.2012 Системы электросвязи зданий и сооружений. Основные положения проектирования

СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности

СП 162.1330610.2014 Требования безопасности при производстве, хранении, транспортировании и использовании жидкого водорода

СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности

СП 254.1325800.2016 Здания и территории. Правила проектирования защиты от производственного шума

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому

регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку. Действие сводов правил можно проверить в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

### 3 Термины и определения

В настоящем национальном стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 авария:** Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению или повреждению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, нанесению ущерба окружающей среде.  
[Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 2]

**3.2 блочное исполнение:** разновидность сборочной единицы технологической установки, заданного уровня заводской готовности, в виде комплекта оборудования, предназначенного для выполнения определённой функции в основном или вспомогательном технологическом процессе, и смонтированного на общем основании, соответствующем габаритам погрузки и транспортирования

**3.3 блочно-комплектное исполнение:** Конструктивно законченный и пространственно сформированный объект полной заводской готовности, предназначенный для осуществления заданного технологического процесса, поставляемый к месту строительства (монтажа) в виде комплекта блочных устройств, сборных конструкций и заготовок инженерных коммуникаций

**3.4 бытовые сточные воды:** Сточные воды, образующиеся в результате хозяйственной деятельности человека

**3.5 газлифт:** Способ добычи нефти и нефтегазового конденсата, заключающийся в разгазировании жидкости в подъёмных трубах и подъёме её из скважин за счёт возникающей разности давлений в подъёмных трубах и затрубном пространстве.

[ГОСТ 30767-2002, пункт 3.1]

**3.6 газовая шапка:** Скопление свободного газа в наиболее приподнятой части нефтяного пласта над нефтяной залежью.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.2]

**3.7 газовое месторождение:** Месторождение, содержащее только газ.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.20]

**3.8 газоконденсатное месторождение:** Месторождение, в газе которого содержится конденсат.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.21]

**3.9 газонефтяное месторождение:** Месторождение, в котором основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.22]

**3.10 газоуравнительная система:** Сооружение, состоящее из трубопроводов, соединяющих между собой газовые пространства резервуаров, с целью взаимной компенсации вытесняемых и всасываемых объемов паров нефти при одновременном опорожнении и заполнении резервуаров, обеспечивающее циркуляцию паровоздушной смеси по замкнутому контуру, предотвращающее испарение паров нефти в атмосферу

**3.11 газлифтная компрессорная станция:** Объект, предназначенный для подготовки и компримирования газа, подаваемого для газлифтного метода добычи нефти

**3.12 дожимная мультифазная насосная станция:** Объект системы сбора, предназначенный для транспортирования нефтегазоводяной смеси без предварительной сепарации по одному трубопроводу до сооружений подготовки нефти и газа

**3.13 дожимная насосная станция:** Объект системы сбора, предназначенный для транспортирования нефтегазоводяной смеси до сооружений подготовки нефти и газа

**3.14 дожимная сепарационная насосная станция:** Объект системы сбора, предназначенный для транспортирования нефтеводяной смеси и газа после предварительной сепарации по отдельным трубопроводам до сооружений подготовки нефти и газа

**3.15 заводнение пластов:** Закачка в нефтяную залежь воды через специальные нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, повышения извлечения нефти и темпа отбора нефти в соответствии с проектными документами.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.6]

**3.16 заказная документация:** Часть проектной документации, в том числе опросные листы, с графическими приложениями (чертежами, схемами и т.д.), а также спецификации оборудования,

изделий и материалов, используемая для заказа и (или) приобретения материально-технических ресурсов

<p><b>3.17 залежь углеводородов:</b> Естественное скопление углеводородов в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород. [ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.7]</p>
<p><b>3.18 здание:</b> Результат строительства, представляющий собой объемную строительную систему, имеющую надземную и (или) подземную части, включающую в себя помещения, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения и предназначенную для проживания и (или) деятельности людей, размещения производства, хранения продукции или содержания животных. [Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 6]</p>
<p><b>3.19 измерительная установка:</b> Совокупность функционально объединенных измерительных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенных для измерений одной или нескольких величин и размещенных в одной пространственно обособленной зоне. [ГОСТ Р 8.615-2005, пункт 3.3]</p>
<p><b>3.20 индивидуальный тепловой пункт:</b> Комплекс устройств для присоединения теплопотребляющей установки к тепловой сети, преобразования параметров теплоносителя и распределения его по видам тепловой нагрузки для одного здания, строения или сооружения. [Постановление Правительства Российской Федерации «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя» [2], глава 1, пункт 3]</p>
<p><b>3.21 инженерная защита:</b> Комплекс сооружений, направленных на защиту людей, здания или сооружения, территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения, от воздействия опасных природных процессов и явлений и (или) техногенного воздействия, угроз террористического характера, а также на предупреждение и (или) уменьшение последствий воздействия опасных природных процессов и явлений и (или) техногенного воздействия, угроз террористического характера. [Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 7]</p>
<p><b>3.22 источник водоснабжения:</b> Природный или антропогенный поверхностный водоем (река, море, озеро, океан, водохранилище и</p>

т.д.) или подземные воды, обеспечивающие забор необходимого потребителю количества воды в течение длительного времени.  
[СП 31.13330.2012, приложение А\*, пункт А.3]

**3.23 компрессорная станция воздуха:** Объект, предназначенный для выработки сжатого воздуха необходимого давления и требуемого качества для обеспечения нужд потребителей

**3.24 компрессорная станция перекачки газа:** Объект, предназначенный для компримирования газа с целью транспортирования нефтяного газа к потребителю

**3.25 конденсат газовый:** Природная смесь легких углеводородных соединений, находящихся в газе при определенных термобарических условиях в газообразном состоянии и переходящих в жидкую фазу при снижении температуры ниже температуры конденсации и/или при повышении давления выше давления конденсации

**3.26 конденсат попутного нефтяного газа:** Смесь жидких компонентов, выделившихся из попутного нефтяного газа в результате изменения термобарических условий.  
[ГОСТ Р 54973-2012, глава 2, пункт 15]

**3.27 куст скважин:** Сооружение, состоящее из площадки естественного или искусственного участка территории месторождения нефти с расположенными на ней устьями скважин, а также технологическим оборудованием и инженерными коммуникациями

**3.28 кустовое бурение:** Бурение группы наклонных скважин с общего основания ограниченной площади, на котором размещаются буровая установка и устьевое оборудование при разработке месторождений нефти и газа.  
[ГОСТ Р 53554-2009, статья 37]

**3.29 манифольд:** Система трубопроводов с необходимой запорной, регулирующей и обратной арматурой, собранной по схеме, определяемой конкретным технологическим процессом.  
[ГОСТ 28996-91, приложение 4, пункт 12]

**3.30 методы увеличения извлечения нефти:** Способы (технологии) воздействия на продуктивные пласты с целью снижения остаточной нефтенасыщенности и повышения коэффициента охвата вытеснением.  
[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.25]

**3.31 многолетнемёрзлый грунт:** Грунт, находящийся в мёрзлом состоянии постоянно в течение трёх и более лет.  
[СП 25.13330.2012, приложение А, пункт А.3]

**3.32 наилучшая доступная технология:** Технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и

наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности её применения.

[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.33 наклонно направленное бурение:** Бурение скважины с отклонением ствола скважины от вертикали по заранее заданному направлению.

[ГОСТ Р 53554-2009, статья 36]

**3.34 наружная установка:** Установка, расположенная на открытом пространстве, без ограждающих строительных конструкций, перекрытий и незащищенная от атмосферных осадков.

[СП 162.1330610.2014, пункт 3.22]

**3.35 нефтяное месторождение:** Месторождение, содержащее только нефть, насыщенную в различной степени газом.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.19]

**3.36 нефтегазовое месторождение:** Месторождение, содержащее газовые залежи с нефтяной оторочкой, в котором нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.23]

**3.37 нефтегазоконденсатное месторождение:** Месторождение, содержащее нефть, газ и конденсат.

[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.24]

**3.38 нефтегазоводяная смесь:** Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

[Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил учета нефти» [4], пункт 2]

**3.39 нефть добытая:** жидкая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, отвечающая требованиям технического регламента, подготовленная к транспортировке магистральным трубопроводом, железнодорожным, автомобильным и водным транспортом и (или) к использованию в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах

**3.40 нормальные условия эксплуатации:** Учетное при проектировании состояние здания или сооружения, при котором отсутствуют какие-либо факторы, препятствующие осуществлению функциональных или технологических процессов.

[Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 11]

**3.41 оценка воздействия на окружающую среду:** Вид деятельности по выявлению, анализу и учету прямых, косвенных и



иных последствий воздействия на окружающую среду планируемой хозяйственной и иной деятельности в целях принятия решения о возможности или невозможности ее осуществления.  
[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.42 обустройство месторождения нефти (газа):** Строительство на территории месторождения нефти (газа) комплекса наземных сооружений, позволяющего вести безаварийную разработку месторождения в соответствии с утвержденным проектным документом.  
[ГОСТ Р 53554-2009, статья 85]

**3.43 объект капитального строительства:** Здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено (далее - объекты незавершенного строительства), за исключением временных построек, киосков, навесов и других подобных построек.  
[Градостроительный кодекс Российской Федерации [5], статья 1, пункт 10]

**3.44 окружающая среда:** Совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.  
[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.45 опасные природные процессы и явления:** Землетрясения, сели, оползни, лавины, подтопление территории, ураганы, смерчи, эрозия почвы и иные подобные процессы и явления, оказывающие негативные или разрушительные воздействия на здания и сооружения.  
[Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 12]

**3.46 опасные производственные объекты:** Предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты.  
[Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [6], приложение 1]

**3.47 опросный лист:** Документ, в составе заказной документации, устанавливающий технические параметры к оборудованию и изделиям при их размещении на изготовление

**3.48 пожарная безопасность:** Состояние защищенности личности, имущества, общества и государства от пожаров.  
[Федеральный закон «О пожарной безопасности» [7], статья 1]

**3.49 пожарная безопасность объекта защиты:** Состояние объекта защиты, характеризующее возможность предотвращения возникновения и развития пожара, а также воздействия на людей и имущество опасных факторов пожара.

[Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [8], статья 2, 20)]

**3.50 попутный нефтяной газ:** Газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промышленной подготовки

**3.51 продувочная свеча (свеча рассеивания):** Трубное вертикальное устройство, обеспечивающее опорожнение оборудования или трубопровода от остаточного газа или выдавливаемого остаточного газа, инертным продувочным газом, и обеспечивающее безопасное рассеивание газа в атмосфере безопасное для окружающей среды

**3.52 пункт налива нефтегазоводяной смеси:** Объект, обеспечивающий выполнение операции по наливу нефтегазоводяной смеси в автомобильные цистерны

**3.53 поверхностные (дождевые, ливневые, талые) сточные воды:** Сточные воды, которые образуются в процессе выпадения дождей и таяния снега.  
[СП 32.13330.2012, приложение А, пункт А.1]

**3.54 пласт-коллектор:** Горная порода, способная вмещать жидкие и (или) газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений.  
[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.29]

**3.55 пластовые воды:** Минерализованные воды, содержащиеся в продуктивных пластах месторождений нефти и извлекаемые попутно с нефтью

**3.56 пластовые сточные воды:** Сточные воды, которые образуются в процессе эксплуатации технологических сооружений по обезвоживанию нефтегазоводяной смеси при разработке месторождений нефти и содержащие нефть, растворенный газ, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения

**3.57 природный газ:** Смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном виде в нефти или воде, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе.  
[ГОСТ Р 53713 – 2009, пункт 3.32]

**3.58 природный объект:** Естественная экологическая система, природный ландшафт и составляющие их элементы, сохранившие свои природные свойства.  
[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.59 природная среда (далее также - природа):** Совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов.

[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.60 природно-антропогенный объект:** Природный объект, измененный в результате хозяйственной и иной деятельности, и (или) объект, созданный человеком, обладающий свойствами природного объекта и имеющий рекреационное и защитное значение.

[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.61 природные ресурсы:** Компоненты природной среды, природные объекты и природно-антропогенные объекты, которые используются или могут быть использованы при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии, продуктов производства и предметов потребления и имеют потребительскую ценность.

[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.62 приустьевой шахтный колодец:** Сооружение для размещения колонных головок и противовибросного оборудования

**3.63 производственно-дождевые сточные воды:** Сточные воды, которые образуются в процессе эксплуатации объектов обустройства месторождений нефти и включают в себя пластовые сточные воды, иные производственные сточные воды технологической инфраструктуры, а также поверхностные сточные воды

**3.64 промысел:** Горный отвод, предоставленный пользователю недр для разработки месторождений нефти, газа, газового конденсата и теплоэнергетических вод, а также для эксплуатации подземных хранилищ газа и продуктов переработки углеводородов, подконтрольный органом Ростехнадзора.

[ГОСТ Р 55990-2014, пункт 3.40]

**3.65 промысловый трубопровод:** Трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

[ГОСТ Р 55990 – 2014, пункт 3.57]

**3.66 промышленная безопасность опасных производственных объектов:** Состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных

производственных объектах и последствий указанных аварий.  
[Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [6], статья 1]

**3.67 резервуарный парк:** Группа (группы) резервуаров, предназначенных для хранения нефтегазоводяной смеси или нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами - при подземных (заглубленных в грунт или обсыпанных грунтом) резервуарах, установленных в котлованах или выемках

**3.68 реконструкция линейных объектов:** Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.  
[Градостроительный кодекс Российской Федерации [5], статья 1, пункт 14.1]

**3.69 реконструкция объектов капитального строительства:** Изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.  
[Градостроительный кодекс Российской Федерации [5], статья 1, пункт 14]

**3.70 сепарационная установка:** Объект, предназначенный для отделения попутного нефтяного газа от нефти

**3.71 сеть инженерно-технического обеспечения:** Совокупность трубопроводов, коммуникаций и других сооружений, предназначенных для инженерно-технического обеспечения зданий и сооружений.  
[Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 20]

**3.72 система водоснабжения:** Комплекс сооружений, самотечных и напорных сетей, служащий для забора воды из источников водоснабжения, ее очистки до нормативных показателей и подачи потребителю.  
[СП 31.13330.2012, приложение А\*, пункт А.2]

**3.73 система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений массы нефтегазоводяной смеси методом прямых или косвенных измерений;
- определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- измерений параметров нефтегазоводяной смеси;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений

**3.74 система измерений количества и показателей качества нефти:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для измерения массы брутто добытой нефти методом прямых или косвенных динамических измерений, измерения параметров и показателей нефти, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений

**3.75 система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений объема попутного нефтяного газа;
- измерений параметров попутного нефтяного газа;
- вычисления объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

[ГОСТ Р 8.615-2005, пункт 3.12]

**3.76 система инженерно-технического обеспечения:** Одна из систем здания или сооружения, предназначенная для выполнения функций водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, газоснабжения, электроснабжения, связи, информатизации, диспетчеризации, мусороудаления, вертикального транспорта (лифты, эскалаторы) или функций обеспечения безопасности.

[Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 21]

**3.77 система канализации:** Совокупность взаимосвязанных сооружений, предназначенных для сбора, транспортирования, очистки сточных вод различного происхождения и сброса очищенных сточных вод в водоем-водоприемник или в подачу на сооружения оборотного водоснабжения. Включает в себя канализационные сети (в том числе

снегоплавильные пункты и сливные станции), насосные станции, регулирующие и аварийно-регулирующие резервуары, и очистные сооружения. Подразделяется на общесплавную, полураздельную и раздельную.

[СП 32.13330.2012, приложение А, пункт А.2]

**3.78 система теплоснабжения:** Совокупность взаимосвязанных источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплоснабжения.

[ГОСТ Р 8.591-2002, пункт 3.1]

**3.79 скважина:** Горно-техническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяжённости и малого диаметра, обсаженную одной или несколькими зацементированными колоннами труб, соединяющую продуктивные пласты с земной поверхностью и оснащенное технологическим оборудованием для подъема извлекаемых из недр полезных ископаемых и попутных компонентов, нагнетания в пласт различных агентов, исследований пластов и пластовых флюидов, а также контроля и наблюдений за состоянием недр.

[ГОСТ Р 55415 – 2013, пункт 3.12]

**3.80 скважина добывающая:** скважина, оснащённая технологическим оборудованием для подъёма извлекаемых из недр нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов

**3.81 скважина нагнетательная:** Скважина, предназначенная для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания (закачки) в них воды, газа, пара и других рабочих агентов

**3.82 скважина специальная:** Скважина, предназначенная для добычи технической воды (водозаборные скважины), для сброса промышленных вод (поглощающие скважины), закладки выбуренной породы, других специальных целей (создание и эксплуатация подземных хранилищ газа, нефти)

**3.83 сложные природные условия:** Наличие специфических по составу и состоянию грунтов и (или) риска возникновения (развития) опасных природных процессов и явлений и (или) техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения.

[Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 22]

**3.84 сооружение:** Результат строительства, представляющий собой объемную, плоскостную или линейную строительную систему, имеющую наземную, надземную и (или) подземную части, состоящую из несущих, а в отдельных случаях и ограждающих строительных

конструкций и предназначенную для выполнения производственных процессов различного вида, хранения продукции, временного пребывания людей, перемещения людей и грузов. [Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 23]

**3.85 сооружения связи:** Оборудование и сети связи, предназначенные для обеспечения производственной деятельности на объекте капитального строительства, управления технологическими процессами производства (систему внутренней связи, часофикацию, радиофикацию (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов) системы телевизионного мониторинга технологических процессов охранного теленаблюдения)

**3.86 сточные воды:** Дождевые, талые, инфильтрационные, поливомоечные, дренажные воды, сточные воды централизованной системы водоотведения и другие воды, отведение (сброс) которых в водные объекты осуществляется после их использования, или сток которых осуществляется с водосборной площади. [Водный кодекс Российской Федерации [9], статья 1, пункт 19]

**3.87 строительная конструкция:** Часть здания или сооружения, выполняющая определенные несущие, ограждающие и (или) эстетические функции. [Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 24]

**3.88 тепловые методы извлечения высоковязкой нефти:** Извлечение высоковязкой нефти за счёт тепловых методов, заключающихся в применении внутрипластового горения, циклического нагнетания пара

**3.89 техногенные воздействия:** Опасные воздействия, являющиеся следствием аварий в зданиях, сооружениях или на транспорте, пожаров, взрывов или высвобождения различных видов энергии, а также воздействия, являющиеся следствием строительной деятельности на прилегающей территории. [Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [1], статья 2, пункт 25]

**3.90 техническое перевооружение опасного производственного объекта:** Приводящие к изменению технологического процесса на опасном производственном объекте внедрение новой технологии, автоматизация опасного производственного объекта или его отдельных частей, модернизация или замена применяемых на опасном производственном объекте технических устройств. [Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных

производственных объектов» [6], статья 1]

**3.91 технологическая установка:** Производственный комплекс зданий, сооружений и оборудования, размещенных на отдельной площадке, предназначенный для проведения технологического процесса.

[СП 231.1311500.2015, пункт 3.12]

**3.92 технологический трубопровод:** Трубопровод в пределах технологической площадки промышленного предприятия, по которому перекачивается сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатации оборудования, находящегося на балансе предприятия

**3.93 технологическое проектирование:** Разработка комплекта документации технологических процессов и объектов обустройства (технологической инфраструктуры) при капитальном строительстве

**3.94 требования в области охраны окружающей среды; природоохранные требования:** Предъявляемые к хозяйственной и иной деятельности обязательные условия, ограничения или их совокупность, установленные законами, иными нормативными правовыми актами, природоохранными нормативами и иными нормативными документами в области охраны окружающей среды.

[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.95 узел запорной арматуры:** Объект, предназначенный для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью

**3.96 установка дозированной подачи химреагента:** Объект, предназначенный для объемного напорного дозированного ввода жидких химреагентов для эмульгации нефти, предотвращения коррозии, солеотложения, парафиноотложения, гидратообразования

**3.97 установка предварительного сброса пластовой воды:** Объект, предназначенный для осуществления процесса предварительного обезвоживания нефти, включающего в себя сброс пластовой воды до остаточной обводнённости нефти 5-10% (массовой), сепарацию газа, а также подготовку сбрасываемой пластовой воды до требуемых показателей качества

**3.98 установка подготовки нефти:** Объект, обеспечивающий глубокое обезвоживание, обессоливание, дегазацию и стабилизацию нефти и получения нефти, первой по своему качеству отвечающей требованиям технического регламента, положениям документа по стандартизации либо договорным отношениям

**3.99 установка подготовки попутного нефтяного газа:** Объект, обеспечивающий осуществление технологического процесса осушки газа, снижения в попутном нефтяном газе твёрдых частиц,



тяжёлых углеводородов, аэрозолей, капельной влаги, серосодержащих примесей, с целью его дальнейшего использования

**3.100 установка улавливания лёгких фракций углеводородов:** Объект, предназначенный для сбора и компримирования паров лёгких фракций углеводородов из газовых пространств резервуаров

**3.101 факельная установка:** Техническое устройство, предназначенное для сжигания постоянных, периодических и аварийных сбросов горючих газов и паров.  
[ГОСТ Р 55990-2014, пункт 3.62]

**3.102 центральный пункт сбора:** Комплекс технологических сооружений и объектов инфраструктуры, обеспечивающий последовательное проведение непрерывных, взаимозависимых технологических процессов по приёму, подготовке, учёту, хранению и транспортировке нефти, газа и пластовой воды

**3.103 шурф:** Вертикальная горная выработка круглого сечения, небольшой глубины, предназначенная для размещения в ней оборудования для закачки воды с целью ППД (вспомогательное горнотехническое сооружение, обсаженное одной или несколькими колоннами труб), проведения геологоразведочной съёмки, разведки полезных ископаемых и других целей

**3.104 экологическая безопасность:** Состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.  
[Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [3], глава 1, статья 1]

**3.105 энергетическая эффективность:** Характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.  
[Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» [10], статья 2, пункт 4]

**3.106 энергосбережение:** Реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

[Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» [10], статья 2, пункт 3]

#### **4 Сокращения**

В настоящем национальном стандарте применены следующие сокращения:

- АБЗ – административное бытовое здание;
- АВО – аппарат воздушного охлаждения;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АСПО – асфальто-смолистые парафиновые отложения;
- АСПСИПТ - автоматизированная система пожарной сигнализации и пожаротушения;
- АСТУЭ – автоматизированная система технического учета электроэнергии;
- АСУ – автоматизированная система управления;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
- АУГП – автоматическая установка газового пожаротушения;
- АУПС – автоматическая установка пожарной сигнализации;
- БНГ – блок напорной гребёнки;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- БКУ – блочно-комплектное устройство;
- БПО – база производственного обслуживания;
- БПК – биохимическое потребление кислорода;
- БД – буфер-дегазатор;
- БЕ – буферная ёмкость;
- БН – блок насосов;
- ВЖК – вахтовый жилой комплекс;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВОЗ – водоохранная зона;
- ВНР – вывод на режим;
- ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;
- ВРП – водораспределительный пункт;
- ВЭР – вторичные энергетические ресурсы;
- ГЖ – горючая жидкость;
- ГНВП – газонефтеводопроявления;
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГРС – газораспределительная станция;
- ГС – газовый сепаратор;
- ГПЭС – газопоршневая электростанция;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ДВК – довзрывная концентрация;  
ДМНС – дожимная мультифазная насосная станция;  
ДП – диспетчерский пункт;  
ДСНС – дожимная сепарационная насосная станция;  
ДНС – дожимная насосная станция;  
ДЭС – дизельная электростанция;  
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;  
ИЛ – измерительная линия;  
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;  
ИУ – измерительная установка;  
КВД – кривая восстановления давления;  
КВУ – кривая восстановления уровня;  
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;  
КНС – кустовая насосная станция;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КПП – контрольно-пропускной пункт;  
КЛ – кабельная линия;  
КЛЭП – кабельная линия электропередачи;  
КС – компрессорная станция;  
КСУ – концевая сепарационная установка;  
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;  
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;  
ЛМК – легкие металлические конструкции;  
ЛС – лафетный ствол;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
ММГ – многолетнемёрзлый грунт;  
ММП – многолетние мерзлые породы;  
МСП – мобильные средства пожаротушения;  
МЭА – моноэтаноламин;  
НДТ – наилучшая доступная технология;  
НГВС – нефтегазоводяная смесь;  
НГС – нефтегазовый сепаратор;  
НКПР – нижний концентрационный предел распространения  
пламени (воспламенения);  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
НКУ – низковольтное комплектное устройство;  
НН – нагреватель нефтяной;  
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;  
НТК – низкотемпературная конденсация;  
ОГН – отстойник горизонтальный нефтяной;  
ОЗ – охранный зона;  
ОЗЦ – ожидание затвердения цемента;  
ОП – операторный пункт;  
ОПО – опасный производственный объект;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;  
ПВО – противовыбросовое оборудование;  
ПД – проектная документация;  
ПДК – предельно-допустимая концентрация;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
ПЛК – программируемый логический контроллер;  
ПНГ – попутный нефтяной газ;  
ПННВС – пункт налива нефтеводяной смеси;  
ПОС – проект организации строительства;  
ПП – путевой подогреватель;  
ППД – поддержание пластового давления;  
ППВ – посадочная площадка для вертолётов;  
ППР – планово-предупредительный ремонт;  
ПСП – приёмо-сдаточный пункт;  
РВС – резервуар вертикальный стальной;  
РП – резервуарный парк;  
РРЛ – радиорелейная линия;  
РУ – распределительное устройство;  
СВП – система верхнего привода;  
СГД – совмещенный график давлений;  
СЗЗ – санитарно-защитная зона;  
СИ – средства измерений;  
СИКГ – система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа;  
СИКНС – система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси;  
СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;  
СКС – структурированные кабельные сети;  
СОД – средства очистки и диагностики;  
СОИ – система обработки информации;  
СП – свод правил;  
СПО – спуско-подъемная операция;  
СУ – сепарационная установка;  
ТО – техническое обслуживание;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТТ – технические требования;  
УЗТ – узел зондирования трубопровода;  
УПГ – установка подготовки попутного нефтяного газа;  
УУЛФ – установка улавливания лёгких фракций углеводородов;  
УПН – установка подготовки нефти;  
УПСВ – установка предварительного сброса пластовой воды;  
УШВН – установка штангового винтового насоса;  
УЭВН – установка электровинтового насоса;

УЭЦН – установка погружного электроцентробежного насоса;  
ФЗ – федеральный закон;  
ЦПС – центральный пункт сбора;  
ЦТП – центральный тепловой пункт;  
ЧРП – частотно регулируемый привод;  
ШВН – штанговый винтовой насос;  
ШГН – штанговый глубинный насос;  
ШНС – шурфная насосная станция;  
ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов;  
ЭВН – электровинтовой насос;  
ЭСН – электростанция собственных нужд;  
ЭХЗ – электрохимическая защита;  
ЭЦН – электроцентробежный насос.

## **5 Общие положения**

5.1 Проектирование объектов обустройства месторождений нефти должно выполняться на основании утверждённых в установленном порядке технических проектов на разработку месторождений углеводородного сырья.

Фракционный и компонентный состав нефти и газа, физико-химические и реологические свойства нефти и нефтеводяной эмульсии, совместимость добываемой нефти, газа и воды различных пластов, закачиваемой воды с пластовыми водами и породой пласта, основные технологические параметры подготовки нефти, газа и воды, условия образования гидратов, отложения солей парафинов и асфальтосмолистых веществ, подбор эффективных реагентов и другие необходимые для проектирования промысловые и лабораторные исследования должны приниматься по данным научно-исследовательских работ.

5.2 В проектах обустройства месторождений нефти следует предусматривать:

- использование наилучших доступных технологий и оборудования, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов и экономное расходование материальных и топливно- энергетических ресурсов;
- использование специализированного программного обеспечения при разработке технологического процесса сбора нефтегазоводяной смеси, заводнения пласта, подготовки нефти, газа и пластовой воды до получения заданных проектной документацией параметров, и транспортирования добытых нефти и газа до сооружений внешнего транспорта;
- применение методов кустового бурения скважин при обустройстве месторождений, с оснащением их комплексом блочных установок, оборудования и сооружений для обслуживания и ремонта

скважин, измерения дебита скважин, объемов закачиваемой воды и т.п.

- применение герметизированных систем сбора, подготовки, транспортирования и систем измерений количества и показателей нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды;
- применение бескомпрессорного транспортирования попутного нефтяного газа после первой ступени сепарации до потребителей (ГПЗ, головных компрессорных станций, энерговырабатывающего оборудования для собственных нужд);
- применение систем подготовки попутного нефтяного газа после первой и второй ступени сепарации при его подаче в газопотребляющее оборудование и/или системы транспорта до потребителей;
- предварительное обезвоживание нефти на ДНС (при необходимости), определяя процент обезвоживания и схему УПСВ в зависимости от свойств добываемой нефти;
- окончательное обезвоживание и обессоливание на УПН предварительно обезвоженной нефти на УПСВ, осуществленное в газонасыщенном состоянии с последующей сепарацией на конечных ступенях при температуре, обеспечивающей окончательную подготовку нефти, отвечающей по своему качеству требованиям технического регламента, положениям документа по стандартизации либо договорным отношениям;
- удаление сероводорода и меркаптанов методами отдувки, отпарки, стабилизации, нейтрализации и поглощения с использованием реагентов и другими методами;
- осуществление мониторинга компонентов природной среды, а также (в случае необходимости) мониторинга состояния основания, строительных конструкции и систем инженерно-технического обеспечения в процессе строительства и (или) эксплуатации зданий, сооружений (геотехнического мониторинга);
- максимальное применение коридорной прокладки (трубопроводов, ЛЭП, линий связи, телемеханики, автодорог и др.) при едином конструктивном решении и кооперации систем и объектов электрохимической защиты трубопроводов, электроснабжения и т.д., а в обоснованных случаях – по отдельным коридорам;
- комплексную автоматизацию и телемеханизацию технологического процесса сбора и подготовки нефтегазоводяной смеси с обеспечением на месторождении измерения количества нефти и газа, и определение показателей качества при сдаче подготовленной нефти в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [11];
- применение в максимально возможных объемах блочного и блочно-комплектного оборудования и установок основного

технологического назначения, блок-боксов и зданий лёгких металлических конструкций (ЛМК) для объектов производственного и производственно-вспомогательного назначения. Применение блочного оборудования необходимо выполнять с учетом ведомственных норм технологического проектирования [12] (применяется справочно);

- транспортирование нефтегазоводяной смеси от ДНС или УПСВ до УПН (ЦПС);
- транспортирование добытой нефти от УПН (ЦПС) до ПСП;
- выбор технологии и оборудования на основании технико-экономического расчёта.

5.3 Комплексы сбора и подготовки нефти, газа и воды, транспортирования добытых нефти и газа должны обеспечивать оптимальную централизацию объектов на площадке ЦПС, расположенной на территории или в районе наиболее крупного месторождения.

5.4 Целесообразность размещения сооружений по подготовке нефтегазоводяной смеси на ЦПС (УПН) или отдельных сооружений на месторождении (ДНС, УПСВ) определяется технико-экономическими расчётами.

5.5 Величина уровня использования попутного нефтяного газа должна соответствовать лицензионным соглашениям, техническим проектам на разработку месторождений и требованиям Постановления Правительства Российской Федерации [13].

5.6 Использование газообразного топлива на собственные нужды (включая энергетические) должно обеспечиваться с применением систем подготовки газа и современных горелочных устройств, обеспечивающих максимально эффективное использование и обеспечивающих минимальные вредные выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду.

5.7 При проектировании объектов обустройства месторождений нефти с парафинистой и высокопарафинистой нефтью необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению кристаллизации и отложения парафинов, а также мероприятия по обеспечению очистки и удаления парафинистых отложений.

5.8 При проектировании объектов обустройства месторождений нефти с содержанием сероводорода исполнение оборудования и трубопроводов должно быть стойким к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) и соответствовать «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (таблица 1 приложения 2) [11].

Для защиты от внутренней коррозии следует применять следующие способы защиты:

- исключение смешения сероводородсодержащих потоков с продукцией, не содержащей сероводорода;
- предотвращение попадания в добываемую нефть, газ, пластовую воду и сточные воды кислорода из атмосферы;
- химическую нейтрализацию агрессивной среды;
- применение ингибиторов коррозии с указанием точек ввода ингибиторов;
- защиту оборудования и трубопроводов антикоррозионными покрытиями;
- применение коррозионно-стойких материалов;
- применение термообработанных аппаратов, труб и элементов трубопроводов;
- термообработку сварных швов;
- применение неметаллических труб и фасонных изделий.

Контроль развития коррозионных процессов трубопроводов и оборудования должен обеспечиваться средствами коррозионного мониторинга.

5.9 Разработка проектных решений должна основываться на максимальной унификации и типизации применяемых технических и проектных решений, оборудования, материалов и технологий. Унификация технических решений, оборудования и материалов не должна приводить к избыточности и, как следствие, увеличению металлоемкости и стоимости строительства. Проектирование должно осуществляться с учётом возможного расширения объекта и перспективного развития.

5.10 Разработка технологического процесса сбора нефтегазоводяной смеси, подготовки нефти, газа и пластовой воды должна предусматривать:

- технологическую схему и описание технологического процесса;
- материальный и тепловой балансы всего технологического процесса;
- расчет технологических потерь нефти, газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче по каждому месту образования и технологическому объекту;
- гидравлические расчеты технологических систем;
- категории и классы трубопроводов, расчетные давления и давления испытаний;
- материальное исполнение оборудования и трубопроводов;
- прочностной расчёт трубопроводов;
- расходные показатели потребления энергоресурсов (расход электроэнергии, потребность в холодной воде и воде для



технологического процесса, топливном газе, водяном паре или горячей воде);

- расходные показатели масел, теплоносителя, реагентов;
- опросные листы на оборудование и запорно-регулирующую арматуру, и технические требования на изготовление блочно-комплектных устройств и отдельных установок;
- обеспечение требований пожарной безопасности к технологическому оборудованию согласно СП 231.1311500.2015 (подраздел 6.3);
- обеспечение требований пожарной безопасности к системам контроля, управления и противопожарной защиты – согласно СП 231.1311500.2015 (подраздел 6.5);
- обеспечение промышленной безопасности в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (разделы IV, XXVII, XXXVI) [11].

5.11 Технологическая схема процесса должна включать:

- условные обозначения потоков, имеющих соответствующую нумерацию по виду продукта и единых технологических параметров;
- таблицы расчетных параметров и выбора технологического оборудования с информацией о необходимости изоляции и обогрева оборудования.

На технологической схеме должны быть показаны основное и вспомогательное оборудование, необходимые потоки, трубопроводы и запорно-регулирующая арматура для обеспечения пуска и остановки процесса, приведена таблица технологических параметров, включающая параметры расхода, плотности и температуры потока, технологического и расчетного давления, и технические характеристики принятого оборудования, запорно-регулирующей арматуры.

5.12 Проектирование технологического процесса должно обеспечивать необходимый уровень автоматизации объектов, обеспечивающих их безопасную эксплуатацию и исключающий необходимость постоянного пребывания дежурного персонала в опасных зонах объекта, и обеспечивающий необходимый объем информации о протекании технологического процесса со сбором данной информации в соответствующих пунктах управления.

Для контроля технологических процессов необходимо предусматривать соответствующие пробоотборные устройства и поточные средства измерений физико-химических показателей (параметров) измеряемой среды.

5.13 Технологическое оборудование с вращающимися элементами (насосы, компрессоры, АВО), а также теплообменное

оборудование должно иметь не менее одной резервной единицы при количестве рабочих единиц оборудования до пяти включительно, и две резервные единицы при количестве рабочих единиц оборудования более пяти. Для насосно-компрессорного оборудования, работающего периодически, резерв не предусматривается. Для компрессоров воздуха предусматривается резервный компрессор при невозможности производства ремонта компрессора без ущерба для снабжения воздухом ЦПС.

Допускается не предусматривать резервные компрессоры и АВО при технико-экономическом обосновании в проекте.

Допускается не предусматривать резервные насосы КНС при наличии резервных перемычек через блок напорной гребенки и ВРП с действующими насосными станциями, а также холодное хранение резервных насосов на складе (наличие складского резерва для оперативной замены в течение 1 суток и т.п.).

Резерв емкостного оборудования (в том числе, сепараторов, отстойников ) определяется проектом.

5.14 Конструкция технологического оборудования и условия ведения, связанных с ним технологических процессов, разделение технологической схемы на отдельные технологические блоки, аппаратное оформление, выбор типа отключающих устройств и мест их установки, средств контроля, управления и противоаварийной защиты в части выполнения требований пожарной безопасности, должны соответствовать требованиям «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22 июля 2008г. (статья 93.1) [8].

Обеспечение требований пожарной безопасности к технологическому оборудованию должно соответствовать СП 231.131.1500.2015 (подраздел 6.3).

Для проектируемых и реконструируемых объектов должна быть выполнена оценка уровня теплового, ударного, токсического, радиационного и другого воздействия на персонал и окружающую среду при эксплуатации и в случае аварийной ситуации. На основании оценки в проекте определяются уровень автоматизации технологических процессов и технических средств защиты, а также необходимые защитные зоны.

5.15 Технологическое оборудование и сооружения должны быть устойчивы к климатическим условиям района эксплуатации и к возможному сейсмическому воздействию. Исполнение оборудования в зависимости от климатических условий должно соответствовать ГОСТ 15150.

5.16 Для всех ОПО I, II, III классов опасности разрабатываются планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с Постановлением Правительства Российской

Федерации [14] и «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (глава II и приложение 1) [11].

5.17 На основании технологического процесса разрабатываются компоновочные планы технологических сооружений с размещением технологического оборудования, укрытий (зданий), соединительных трубопроводов.

Компоновочные решения должны обеспечивать минимальные капитальные затраты на их строительство и эксплуатацию.

Компоновочные решения технологического комплекса сбора, подготовки нефти, газа и воды должны обеспечивать:

- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- соблюдение технологического режима при работе сооружений;
- последовательное ведение технологического процесса с минимальным количеством встречных потоков;
- ведение ремонтных работ с помощью средств механизации;
- оптимизацию размеров технологического оборудования;
- размещение технологического оборудования в соответствии с требованиями эксплуатации на наружных площадках или в производственных зданиях (укрытиях), а также грузоподъемного оборудования при необходимости.

5.18 Трубная обвязка параллельно работающего технологического оборудования в количестве двух и более (сосудов, насосов, компрессоров, теплообменного оборудования) должна обеспечивать равномерное поступление продукта.

5.19 Проектирование байпаса технологической установки должно быть обосновано проектом.

5.20 Для аппаратов и оборудования, размещаемых на открытых площадках, должны быть предусмотрены:

- теплоизоляция с обогревом или без обогрева аппаратов, исключающая замерзание воды и жидкостей при их эксплуатации и прекращении работы;
- возможность дренирования застывающих жидкостей из аппаратов при прекращении работы;
- средства и (или) способы защиты от атмосферной коррозии;
- конструктивные решения для предотвращения распространения разлива технологической жидкости в случае нарушения герметичности оборудования;
- местные укрытия с обогревом или без обогрева, обеспечивающие нормальные условия эксплуатации средств измерений, КИПиА средств автоматизации, регулирующей арматуры, а также безаварийную работу приборов контроля (исключение

попадания воды/замерзания элементов приборов контроля), либо конструктивное исполнение позволяет эксплуатацию без укрытия;

- заземление, молниезащита (при необходимости).

Оборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах должно иметь соответствующее взрывозащищенное исполнение и сертификаты соответствия промышленной безопасности в соответствии с Техническим регламентом Таможенного союза [15].

5.21 Монтажно-технологические решения по согласованию с разработчиками систем АСУ ТП должны предусматривать наличие необходимых устройств на трубопроводах и оборудовании для установки приборов КИПиА.

5.22 Размещение технологического оборудования должно соответствовать последовательности движения основных продуктов согласно технологическому процессу, обеспечивать необходимые проходы для обслуживающего персонала, возможность свободного и безопасного доступа в точки обслуживания и осмотра.

5.23 Генеральный план выполняется на основании схемы размещения технологических сооружений с учетом габаритов оборудования и трубной обвязкой. На схеме выделяются коридоры трубопроводных эстакад, места для подъезда техники обслуживания.

5.24 При размещении оборудования на многоярусных этажерах, производственные и вспомогательные помещения допускается располагать только на верхних ярусах или вне этажерок.

5.25 При проектировании открытых насосных площадок защитных боковых ограждений должна выполняться согласно СП 4.13130.2013 (пункт 6.10.5.7).

5.26 Сбор разлившейся жидкости и атмосферных осадков с технологических площадок должен осуществляться в емкость для приема стоков, откуда атмосферные осадки откачиваются в канализацию, а ЛВЖ, ГЖ – в емкости технологических систем.

5.27 Категории проектируемых зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасностям устанавливаются проектной организацией на стадии проектирования в соответствии с СП 12.13130. Класс и границы (размеры) взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей определяются при проектировании с учетом особенностей технологического процесса, характеристик опасных веществ, систем вентиляции и других факторов, влияющих на интенсивность возможных утечек и распространение газоздушных и паровоздушных смесей, в соответствии с ГОСТ 31610.10, метод расчета максимальных размеров взрывоопасных зон изложен в ГОСТ Р 12.3.047 и ГОСТ 12.1.004.

Категория и группа взрывоопасной смеси определяются по требованиям Технического регламента Таможенного союза [15] и

«Правилам устройства электроустановок», издание 6, утвержденных Минэнерго СССР 01 января 1985г. ( глава 7.3) [16].

Идентификация проектируемых зданий и сооружений по уровню ответственности принимается в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 30 декабря 2009г. №384-ФЗ ( статья 4) [1] и «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 ( глава VIII.II.) [11].

5.28 Размещение технологического оборудования на наружных площадках относительно стен производственных помещений необходимо выполнять согласно СП 4.13130, СП 231.1311500.

5.29 Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками, разделительными емкостями, отстойниками и другим оборудованием, расположенным внутри одной технологической установки, следует принимать исходя из условий монтажа, ремонта оборудования, обслуживания.

При этом необходимо предусматривать:

- основные проходы по фронту обслуживания щитов управления, а также в местах постоянного обслуживания;
- основные проходы по фронту обслуживания машин (компрессоров, насосов и т.п.) и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы и т.п., при наличии постоянных рабочих мест шириной не менее 2 м, только обслуживания шириной не менее 1,5 м;
- проходы между аппаратами, а также между аппаратами и стенами помещений при условии кругового обслуживания шириной не менее 1 м.

Указанные расстояния не относятся к аппаратам, представляющим часть агрегата; в этом случае расстояние между отдельными аппаратами агрегата определяется технологической целесообразностью и возможностью их обслуживания:

- проходы для осмотра и периодической проверки и регулировки аппаратов и приборов шириной не менее 0,8 м;
- проходы между отдельно стоящими насосами шириной не менее 0,8 м;
- проходы у оконных проемов шириной не менее 1 м;
- проходы между компрессорами не менее 1,5 м. Ширина прохода между малогабаритными машинами (шириной и высотой до 0,8 м) должна быть не менее 1 м;
- ремонтные площадки, достаточные для разборки и чистки аппаратов и их частей.

5.30 Условия устройства проходов и размещения оборудования:

- центральные или основные проходы должны быть, как правило, прямолинейными;

- минимальные расстояния для проходов устанавливаются между наиболее выступающими частями оборудования с учетом фундаментов, изоляции, ограждения и других дополнительных устройств.

5.31 Допускается установка на одном фундаменте двух насосов и более, в этом случае расстояние между насосами определяется условиями их обслуживания.

Необходимость применения ЧРП определяется при проектировании.

5.32 Наружные технологические установки рекомендуется размещать со стороны глухой стены производственного здания.

При необходимости размещения наружных установок категорий АН, БН по обе стороны здания, с которым они связаны, или одной открытой установки между двух зданий, размещение должно быть следующее:

- одна из установок или одно из зданий технологического комплекса должны располагаться на расстоянии не менее 8 м при стене без оконных проемов 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 пункта 5.36.

Между наружной установкой и зданием допускается располагать эстакаду для трубопроводов данной установки.

5.33 Площадь отдельно стоящей наружной установки категорий АН и БН на предприятиях не должна превышать:

- при высоте до 30 м - 5200 м<sup>2</sup>;
- при высоте 30 м и выше - 3000 м<sup>2</sup>.

При большей площади установка должна делиться на секции. Противопожарные расстояния между секциями должны быть не менее 15 м. Для установок, содержащих только горючие газы (не в сжиженном состоянии), предельная площадь может быть увеличена в 1,5 раза.

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 и колонн этажерок. Высотой установки следует считать максимальную высоту оборудования или этажерки, занимающие не менее 30% общей площади установки.

5.34 Ширина отдельно стоящей наружной установки или ее секций 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.

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

- сумма площадей этажа здания (или части здания между противопожарными стенами) и наружной установки не должна превышать площади, определенной в п.5.33;
- стена здания должна быть без проемов, за исключением устройства дверных проемов для обслуживания наружной установки при соблюдении требования п. 5.33;
- ширина наружной установки должна быть не более 30 м.

В случае, когда суммарная площадь здания (части здания) и наружной установки превышает определенную по 5.33, расстояние от наружной установки должно быть не менее 8 м до стены здания без проемов и не менее 12 м до стены с проемами.

5.36 Размещение технологических аппаратов с горючими газами, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, непосредственно связанных с помещениями категорий А и Б и располагаемых вне помещений, предусматривается у противопожарной стены без проемов. При размещении аппаратов у противопожарной стены с проемами расстояние до проемов должно составлять не менее 4 м.

Расстояние от указанных аппаратов до проемов стен помещений категорий В1-В4, Г, Д должно быть не менее 10 м. При расстоянии менее 10 м оконные проемы стен помещений следует заполнять стеклоблоками или армированным стеклом.

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

5.37 Во взрывоопасных зонах производственных помещений технологических сооружений и на наружных площадках необходимо обеспечить контроль предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ и дозрывных концентраций (ДВК) горючих паров и газов в соответствии с действующими нормативными документами.

Датчики ПДК вредных веществ следует устанавливать в производственных помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала и в рабочей зоне на открытых площадках при наличии в производственном цикле вредных веществ (газов и паров) 1 и 2 классов опасности и веществ с остронаправленным механизмом действия.

Датчики ДВК горючих газов и паров следует устанавливать в производственных помещениях, включая помещения БКУ и укрытия, а также на наружных площадках технологических установок подготовки нефти и газа во взрывоопасных зонах класса 2 (в соответствии с

Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008г. №123-ФЗ (статья 19) [8]).

Выбор и размещение газоанализаторов и сигнализаторов должны соответствовать ГОСТ IEC 60079-29-2, а также СП 231.1311500.

В случае установки газоанализаторов или сигнализаторов для контроля ПДК установка газоанализаторов ДВК на данное вещество не требуется.

Рекомендуется подача предупреждающего светового и звукового сигнала при концентрации горючих газов 20% и аварийного – при достижении 50% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (воспламенения), НКПР. Данные параметры могут быть изменены по дополнительному требованию заказчика.

5.38 Для объектов, зданий и сооружений, в которых устанавливается оборудование, производящее шум и вибрацию при работе, необходимо предусматривать условия ограничения уровня шума и вибрации. Ограничение уровня шума на рабочих местах устанавливаются санитарными нормами [17]. При необходимости разрабатываются шумопоглощающие мероприятия в соответствии с СП 51.13330, СП 254.1325800.

Ограничения неблагоприятного действия вибрации на организм работающих должно соответствовать санитарным нормам [18] и ГОСТ 12.1.012. Способ контроля вибрации оборудования (постоянный контроль стационарными датчиками, периодический контроль переносными приборами) определяется в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя данного оборудования.

5.39 Технологическое оборудование, требующее охлаждения, рекомендуется оснащать, по возможности, воздушными системами охлаждения.

5.40 Необходимость проектирования циркуляционных систем охлаждения должны предусматриваться без разрыва струи с применением АВО.

5.41 Технологические трубопроводы и оборудование, в которых в связи с тепловыми потерями существует риск остывания, конденсации, образования гидратных пробок, отложения парафина, смол и т.д. и, как следствие, нарушение технологического процесса, подлежат обогреву и тепловой изоляции, или только тепловой изоляции, достаточность которой обосновывается в проекте.

5.42 Тепловую изоляцию технологических трубопроводов, оборудования и аппаратуры сооружений следует проектировать в соответствии с СП 61.13330, а также инструкциями поставщиков теплоизоляционных материалов.



Для обеспечения доступа к корпусам арматуры, приборов, предохранительных клапанов и фланцев необходимо предусматривать легкосъёмные конструкции изоляции.

5.43 В качестве обогревающих элементов рекомендуется использование теплоспутников, саморегулирующих греющих кабелей или кабелей постоянной тепловой мощности с датчиком автоматического включения/отключения по заданной температуре потока в конце трубопровода. Применение саморегулирующих греющих кабелей обеспечивает поддержание заданной проектной температуры. При применении теплоспутникового обогрева реализуется контроль за температурой обратного трубопровода.

Схема обогрева и рабочий агент теплоспутников определяются проектом.

5.44 В качестве теплоизолирующих материалов рекомендуется рассматривать возможность применения прогрессивных высокоэффективных теплоизолирующих материалов, позволяющих снизить теплопотери и затраты на электрообогрев.

5.45 Пропарку технологического оборудования необходимо осуществлять от передвижных паровых установок. При наличии парового хозяйства рекомендуется использовать централизованную систему пароснабжения.

5.46 Проектирование технологических трубопроводов обвязки оборудования и межплощадочных технологических трубопроводов должно выполняться в соответствии с ГОСТ 32569.

5.47 Фланцевые соединения технологического оборудования, требующие перекрытия потока транспортируемой среды для периодического технического освидетельствования, проведения ППР, ТО и др. работ, должны оснащаться межфланцевыми кольцами и заглушками с хвостовиками (обтюраторами) или поворотными заглушками. Номер, марка стали, условный диаметр и давление выбиваются на хвостовике заглушек. В случае превышения массы заглушки 30 кг рекомендуется предусматривать отдельные конструкции кольца и заглушки. При этом рекомендуется предусматривать устройства для вывешивания съёмных элементов в непосредственной близости от фланцевого соединения. На заглушках, устанавливаемых на фланцевом соединении типа шип-паз без хвостовика, номер и давление выбиваются на их боковой поверхности.

5.48 Разработка технологического регламента на безопасную эксплуатацию ОПО должна выполняться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (раздел LVI) [11].

5.49 Механизация труда на объектах и сооружениях обустройства месторождения нефти должна предусматривать:

- максимальное применение передвижных подъемно-транспортных средств;
- исключение использования тяжелого физического труда для демонтажа и монтажа арматуры, трубных узлов и элементов оборудования;
- механизацию демонтажных работ;
- компоновочные решения, позволяющие выполнять ремонтные работы передвижными подъемно-транспортными средствами;
- ремонтные площадки для возможности въезда и работы автотранспорта для демонтажа оборудования, размещаемого на открытых площадках и площадках под навесом.

В местах отсутствия подъездных дорог и невозможности использования передвижных кранов необходимо применять ручные передвижные монорельсовые устройства и подвесные кран-балки

В необходимых случаях требуется установка кран-укосин, а также специальных грузоподъемных и транспортных средств, рекомендуемых поставщиком оборудования.

Для извлечения из здания технологического оборудования с вращающимися элементами рекомендуется использовать инвентарные приспособления (домкраты, выкатные устройства).

Запорная арматура (задвижки, клапаны) извлекаются из здания так же с помощью инвентарных приспособлений (переносные краны-укосины, выкатные устройства).

## **6 Объекты обустройства месторождений нефти**

### **6.1 Извлечение (подъём) на поверхность нефтегазоводяной смеси.**

6.1.1 Подтверждение промышленной нефтегазоносности и ценности залежи, уточнение геологической модели залежи в процессе разработки и эксплуатации залежи зависят от сооруженных (построенных) нефтяных скважин в соответствии с техническим проектом на разработку месторождения.

Проектная документация на строительство скважин выполняется в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [11].

Строительство (сооружение) скважин по утвержденной застройщиком (техническим заказчиком) проектной документации, независимо от назначения скважины, включает в себя следующие основные этапы:

- геологическое обоснование места заложения скважины, проектное положение устьев скважин выбирают при проведении работ

по кустованию месторождений с учетом технико-технологических условий строительства скважин и уточняют на местности путем проведения изыскательских работ, переданных застройщику (техническому заказчику) в установленном порядке в виде отдельного приложения к техническому проекту на разработку месторождения;

- подготовительные работы к строительству скважин ;
- бурение и крепление скважины с использованием буровых установок по ГОСТ 16293, с применением специального бурового оборудования по ГОСТ 31844;
- испытание скважин на продуктивность по ГОСТ 55288;
- промыслово-геофизические работы по ГОСТ 32358;
- оборудование устья скважины по ГОСТ 13862, ГОСТ 13846, ГОСТ Р 51365, ГОСТ 28996.

Способ подъема на поверхность нефтегазоводяной смеси (НГВС) в скважинах, основное, применяемое устьевое наземное и внутрискважинное подземное оборудование и другие данные по технике и технологии добычи, необходимые для проектирования системы сбора, должны приниматься по данным технического проекта на разработку месторождения и в соответствии с заданием на проектирование.

6.1.2 Конструкцию скважины характеризуют параметры, определяющие изменение диаметра ствола скважины с глубиной, а также диаметры, длины обсадных колонн и высоты подъема цемента за обсадными колоннами.

Конструкция проектируемой скважины должна обеспечивать доведение ее до проектной глубины, надежную изоляцию всех продуктивных, водоносных, проницаемых горизонтов; сохранение коллекторских свойств продуктивной части пласта, а также длительную безотказную работу скважины во время эксплуатации.

Конструирование скважины (дизайн) необходимо начинать с выбора диаметра эксплуатационной колонны в зависимости от максимально ожидаемого дебита скважины при добыче пластового флюида. Оптимальный диаметр эксплуатационной колонны рекомендуется рассчитывать исходя из минимизации затрат на строительство скважин и экономии энергозатрат за счет эксплуатации УЭЦН. Так же необходимо учитывать увеличение диаметра эксплуатационной колонны в случае возможного использования одновременно-раздельной эксплуатации.

Диаметр промежуточной колонны определяется в соответствии с диаметром долота при бурении под эксплуатационную колонну.

Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн, а также диаметров обсадных труб при спуске безмуфтовых обсадных колонн устанавливается в рабочем проекте и выбирается исходя из оптимальных величин, установленных практикой

производства буровых работ и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование.

Для определения числа обсадных колонн и глубин их спуска предварительно строится совмещенный график давлений (СГД). В СГД выделяются зоны с несовместимыми условиями бурения с учетом возможных осложнений и значений пластовых давлений (геолого-литологической характеристики месторождения или площади). Общее число обсадных колонн соответствует числу зон с несовместимыми условиями бурения.

Толщины стенок и группа прочности обсадных колонн определяются расчетным путем, исходя из максимальных избыточных наружных и внутренних давлений, действующих на обсадные колонны в процессе строительства и эксплуатации скважины, а также с учетом усилий растяжения от собственной массы обсадных колонн.

Обсадные трубы изготавливаются по ГОСТ 632 и ГОСТ Р 53366, ГОСТ Р 53201.

Обсадные колонны рассчитываются на прочность.

Обсадные колонны, спускаемые в наклонно направленные скважины, проверяются расчетным путем на проходимость в интервалах участков набора зенитного угла и исправлений азимутов.

При строительстве скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород (ММП), башмак кондуктора необходимо устанавливать ниже криолитозон не менее чем на 50 м. Кроме вышеуказанного требования, для всех скважин башмаки кондуктора и промежуточных колонн должны устанавливаться на глубинах, исключающих возможность гидроразрыва горных пород в районе башмаков и ниже в случаях газонефтеводопроявлений (ГНВП), полном замещении бурового раствора в скважине пластовым флюидом и герметизации устья скважины.

Башмак эксплуатационной колонны устанавливается ниже подошвы коллектора проектного пласта на 5-50 м в зависимости от типа залежи и расположения водонефтяного контакта (ВНК).

Направления и кондуктора цементируются до устья.

Интервалы цементирования последующих обсадных колонн определяются согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности [11].

Тампонажные материалы выбираются по ГОСТ 1581 с учетом горно-геологических условий строительства скважин.

6.1.3 Выбор буровой установки осуществляется исходя из максимальной массы бурильной или обсадной колонн. Максимальная масса бурильной колонны в воздухе при бурении скважины под различные проектные обсадные колонны должна быть не более 60% от параметра буровой установки «Допустимая нагрузка на крюке», а

максимальная масса обсадной колонны в воздухе – не более 90% от параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».

Оснащение буровых установок системой верхнего привода (СВП) также производится согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности [11].

6.1.4 Плотность бурового раствора проектируется таким образом, чтобы коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением составлял: для скважин глубиной до 1200 м - 1,10, для скважин глубиной более 1200 м – 1,05.

Реологические свойства и другие параметры бурового раствора подбираются с учетом горно-геологических условий строительства скважин. Увеличение плотности бурового раствора допускается при бурении интервалов, склонных к потере устойчивости стенок ствола скважины, при условии: репрессия от гидростатических и гидродинамических нагрузок не должна вызвать гидроразрыв пород и поглощения бурового раствора.

6.1.5 Оборудование устья скважины при бурении. Обсадные колонны за исключением направления, а иногда и кондуктора, на который не устанавливается противовыбросовое оборудование, должны быть обвязаны между собой колонными головками различных типоразмеров и конструкций.

Колонные головки облегчают подвески очередных колонн в предыдущих, спущенных в скважину колоннах, позволяют герметизировать кольцевые пространства между ними и контролировать давления в межколонных пространствах в процессе строительства и дальнейшей эксплуатации скважин (изготавливаются по ГОСТ 30196 или техническим условиям заводов-изготовителей).

Фланец колонной головки на устье скважины должен находиться на высоте не менее 0,5 м от уровня поверхности площадки.

6.1.6 Противовыбросовое оборудование. В процессе строительства скважин с целью предупреждения возможных газонефтеводопроявлений (ГНВП) и проведения ряда технологических операций, устья скважин оборудуются ПВО, которое монтируется на колонные головки.

Согласно ГОСТ 13862, существуют 10 схем обвязок ПВО (ОП1 – ОП10). Первые две схемы - ОП1, ОП2 применяются при освоении и капитальном ремонте скважин. Остальные восемь схем (ОП3 – ОП10) устанавливаются на устья бурящихся скважин с учетом изученности геологического разреза месторождения, ожидаемых устьевых избыточных давлений в случае ГНВП и закрытом устье, наличия сероводорода ( $H_2S$ ) в пластовом флюиде и газового фактора продукции пласта.

В превенторах могут устанавливаться плашки под размер бурильной колонны, глухие плашки и перерезывающие плашки. Кольцевой превентор обеспечивает герметизацию устья скважины как при отсутствии колонны труб в скважине, так и в любом положении бурильной колонны, находящейся в скважине.

Скважина считается законченной бурением после крепления ее эксплуатационной колонной (спуск, цементирование, ОЗЦ, определение качества цементирования) и испытания ее на герметичность методом опрессовки и снижением уровня жидкости в эксплуатационной колонне.

В дальнейшем проводятся работы по испытанию продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне (освоение скважины и ввод её в эксплуатацию).

Устанавливаемая на устье фонтанная арматура изготавливается в соответствии с ГОСТ 13846.

До установки на устье фонтанная арматура опрессовывается на пробное давление, предусмотренное паспортом завода-изготовителя. После установки на устье - повторно опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

6.1.7 Оборудование эксплуатационных нефтяных скважин для извлечения НГВС подразделяется на устьевое наземное и внутрискважинное подземное и зависит от способа эксплуатации (фонтанный, механизированный).

Основные требования к оборудованию приведены в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности [11].

6.1.8 К устьевому наземному оборудованию скважины относится:

- устьевая арматура;
- оборудование для механизированной добычи штанговыми, центробежными, винтовыми и др. насосами.

Устьевая арматура монтируется на колонную головку.

Устьевая арматура предназначена для герметизации устья скважин, направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию, контроля и регулирования режима эксплуатации скважины созданием противодействия на забое, а также для проведения различных технологических операций, глубинных исследований, отбора проб и контроля устьевого давления и температуры в умеренном и холодном макроклиматических районах для сред, содержащих  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и пластовую воду.

Устьевое оборудование должно соответствовать предъявляемым к нему требованиям, безопасно выдерживать внутреннее давление скважинной среды и не иметь утечек при установленном сроке эксплуатации оборудования.

Конструкция устьевой арматуры должна обеспечивать:

- эксплуатацию оборудования в климатической зоне в соответствии с ГОСТ 15150-69 (таблица 1);
- контроль и регулирование режима эксплуатации;
- возможность закачки скважинной среды, технологических жидкостей, растворов глушения и растворов для обеспечения процессов добычи углеводородного сырья в трубное, затрубное (межтрубное) пространство и (или) отбора ее;
- спуск в скважину (подъем из скважины) через стволовой проход скважинных приспособлений, приборов.

Оборудование устья скважины должно соответствовать ГОСТ Р 51365.

Конструкция однофланцевой и двухфланцевой колонных головок, присоединяемых к верхнему концу обсадных труб или к однофланцевой колонной головке соответственно, обеспечивает подвеску и уплотнение подвешенных обсадных труб в трубодержателе и/или уплотнение следующих обсадных колонн. Устьевое оборудование многопроходной колонной головки (моноблока) с боковыми отводами обеспечивает подвеску и уплотнение двух и более обсадных колонн в одном корпусе.

Трубная головка фонтанной арматуры - деталь устьевого оборудования, устанавливаемая на верхний фланец колонной головки, служащая для подвешивания лифтовых труб и герметизации кольцевого пространства между колоннами лифтовых и обсадных труб.

Устьевая елка - часть устьевого оборудования, предназначенная для регулирования параметров потока скважинной среды в скважинном трубопроводе, а также распределения или смешивания потоков.

По конструкции елки фонтанной арматуры выпускают тройникового и крестового типов, а по числу пускаемых в скважину рядов труб – однорядную и двухрядную и оборудованы задвижками и кранами. Основные параметры фонтанных арматур должны соответствовать параметрам, указанным в ГОСТ 13846.

При выборе материала фонтанной арматуры класс материала определяет потребитель, который должен принимать во внимание различные факторы окружающей среды и эксплуатационные переменные величины, а также факторы, представленные в ГОСТ Р 51365-2009 (таблица 9).

Конструкция устьевого ёлки определяется способом эксплуатации скважины и должна обеспечивать замер буферного, линейного и затрубного давления, определение уровня жидкости в затрубном пространстве (при механическом способе эксплуатации), проведение технологических операций с погружным скважинным оборудованием предусмотренными на этапе проектирования и выбора глубинно-насосного оборудования. Конструкция фонтанной ёлки должна

обеспечивать проведение спуско-подъемных операций (СПО) механических скребков и нагревательных элементов для удаления АСПО с поверхности НКТ, а также СПО приборов для проведения комплекса промыслово-геофизических исследований при испытании, освоении и в процессе эксплуатации скважин (отбор образцов проб пластовых флюидов, определения профиля притока и приемистости, определения КВУ и КВД, отбивки забоя).

Конструкция манифольда для обвязки устья скважины и выкидного коллектора должна обеспечивать:

- направление продукции скважин в выкидные линии;
- включать регулируемое дроссельное устройство (штуцерную камеру) на буфере манифольда выкидной линии (при необходимости), для возможности регулирования на устье скважины объема добываемой жидкости;
- включать регулируемое дроссельное устройство (штуцерную камеру) на затрубном пространстве устья скважины (при необходимости) для плавного регулирования сброса в выкидной коллектор газа из затрубного пространства (применимо в ряде случаев при механическом способе эксплуатации скважин в условиях высокого газового фактора);
- подключение передвижных агрегатов для проведения технологических операций (при необходимости).

Устьевая арматура должна быть укомплектована запорной арматурой, включающей в себя:

- полнопроходные, двунаправленные, шиберные или дисковые задвижки, допускающие любую пространственную ориентацию при эксплуатации и предназначенные для управления скважиной;
- шаровые или пробковые краны, включая стволовые и на выкидных линиях, предназначенных для управления скважиной на рабочее давление не более 14,0 МПа.

Для контроля давления предусмотреть установку манометров через средоразделитель (при необходимости) и запорный орган (кран шаровый или вентиль высокого давления).

Запорная арматура должна соответствовать общим эксплуатационным требованиям по показателям надежности.

Рабочее давление устьевого оборудования должно быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны.

При эксплуатации скважины с температурой выше 120 °С следует применять соответствующую арматуру, конструкция и термостойкость которой обеспечивают безопасность технологического процесса и обслуживающего персонала.

Наземное оборудование для механизированной добычи нефти штанговыми, центробежными, винтовыми насосами включает станки-



качалки, привод винтового насоса, станции управления, трансформаторы и др.

6.1.9 Внутрискважинное подземное оборудование. В зависимости от способа добычи нефти (фонтанный, механизированный) в скважину спускается соответствующее глубинно-насосное оборудование:

- насосно-компрессорные трубы (НКТ);
- пакер;
- клапан-отсекатель;
- циркуляционный клапан;
- погружные насосы (штанговые – ШГН, электрические центробежные – УЭЦН, электрические и штанговые винтовые – УЭВН, УШВН и др.);
- штанги насоса;
- кабель электрический.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), спускаемых в скважину, предназначена для:

- подъема и вывода добываемого пластового флюида из скважины в фонтанную арматуру на поверхность;
- предохранения колонны обсадных труб от коррозионного и эрозионного износа при добыче нефти, содержащей воду и мехпримеси;
- регулирования режима эксплуатации фонтанной скважины;
- предупреждения образования на забое столба воды или песчаной пробки;
- глушения скважины, промывки ее и обработки призабойной зоны пласта с применением различных методов воздействия;
- предохранения обсадной колонны от высокого давления, возникающего при обработке скважин.

Основным критерием при проектировании способа эксплуатации скважины является достижение заданных темпов отбора продукции, определенных в техническом проекте на разработку месторождения, с учётом физико-химических характеристик нефти и попутно добываемых газа и воды.

Автоматизация технологического процесса добычи нефти является одним из направлений повышения эффективности разработки месторождения.

При выборе способа добычи нефти в зависимости от конкретных условий насосная установка должна обеспечивать:

- настройку на максимальный дебит;
- передачу данных технического учета электроэнергии через систему телемеханики на верхний уровень АСУ ТП и далее в систему АСТУЭ;
- возможность определения уровня жидкости над насосом.

При подборе глубинно-насосного оборудования следует учитывать и оценивать влияние осложняющих факторов для конкретной нефтяной добывающей скважины:

- коррозионную агрессивность пластовой жидкости;
- влияние мехпримесей/абразивных частиц;
- отложение солей;
- газосодержание в зоне подвески (для УЭЦН);
- температуру в зоне подвески (для УЭЦН);
- АСПО;
- образование высоковязких эмульсий;
- повышенную вязкость нефти;
- давление на приеме насоса (исходя из параметров притока пластового флюида, его физико-химических свойств и соотношения фаз);
- отклонение ствола скважины от вертикали, а также интенсивность набора кривизны в зоне работы насосной установки.

Для защиты погружного оборудования от влияния газа следует предусматривать газовые якоря, газосепараторы, мультифазные модули. Предпочтение следует отдавать оборудованию, позволяющему использовать энергию попутно добываемого нефтяного газа для подъёма скважинной продукции.

Для парафинсодержащих нефтей следует предусматривать мероприятия по предотвращению, а так же ликвидации АСПО в НКТ при помощи механических, тепловых или химических методов.

Предотвращение образования АСПО:

- применение НКТ с внутренним покрытием от АСПО;
- применение ингибиторов парафинообразования (закачка ингибиторов в пласт, дозирование по затрубному пространству, в том числе с помощью капиллярных систем, применение скважинных контейнеров-дозаторов и т.д.);
- применение установок электропрогрева греющим кабелем;
- применение насосных штанг со скребками.

Ликвидация АСПО:

- механическая очистка лифта НКТ скребкованием;
- промывка скважины горячей нефтью при помощи агрегатов депарафинизации скважин (АДПС);
- обработка скважины растворителями (ШФЛУ, бензин газовый стабильный (БГС) и т.д.).

Для защиты погружного оборудования от влияния механических примесей должны предусматриваться:

- шламоуловители;
- высокогерметичные обратные клапаны;
- обработки призабойной зоны пласта поверхностноактивными веществами;

- крепление призабойной зоны пласта химическими составами на основе полимеров;
- защита от воздействия проппанта после гидравлического разрыва пласта;
- износостойкое исполнение погружного оборудования;
- забойные фильтры.

Мероприятия по предотвращению солеотложений должны предусматривать ингибиторную защиту с использованием:

- задавки ингибитора солеотложений в пласт с целью использования ПЗП как дозатора;
- скважинных контейнеров дозаторов;
- подачи ингибитора по затрубному пространству;
- магнитных активаторов;
- рабочих органов погружного оборудования из полимерных материалов стойких к адгезии солей.

Выбор способа эксплуатации скважин зависит от таких факторов, как вязкость добываемой жидкости, содержание газа, мехпримесей, солей и коррозионно-активных элементов, глубина залегания эксплуатируемого пласта, искривление скважины, предполагаемый дебит и его изменение на перспективу, капитальные и эксплуатационные затраты.

При подборе (по результатам расчета) глубинно-насосного оборудования рекомендуется учитывать область его применения в зависимости от требований заводов - производителей к допустимому содержанию механических примесей, вязкости и значениям водородного показателя pH добываемой жидкости, процентному объемному содержанию свободного газа.

Основные параметры глубинно-насосного оборудования и требования к установкам, их составным частям или приводам следует брать из паспортов на насосное оборудование и из отраслевых стандартов.

## **6.2 Сбор нефтегазоводяной смеси**

### **6.2.1 Общая часть**

6.2.1.1 Объекты сбора нефтегазоводяной смеси (НГВС) должны обеспечивать:

- герметизированный сбор НГВС от скважин до СУ,ДНС, УПСВ, УПН, ЦПС;
- максимальное использование безкомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа первой ступени сепарации до потребителя;
- измерение количества НГВС в соответствии с требованиями нормативных документов;
- отделение попутного нефтяного газа от нефти на СУ,ДСНС;

- совместный транспорт НГВС по одному нефтегазосборному трубопроводу с помощью ДМНС до ДСНС, УПСВ, УПН, ЦПС;
- использование (по возможности) концевых участков нефтегазосборных трубопроводов при подходе их к ДСНС, УПСВ, УПН, ЦПС для предварительной подготовки к разделению НГВС;
- подогрев НГВС скважин при невозможности ее сбора при естественных температурах;
- защиту от коррозии оборудования и трубопроводов системы сбора НГВС.

6.2.1.2 При обустройстве месторождений нефти рекомендуется унификация применяемых технологических схем сбора нефтегазоводяной смеси.

6.2.1.3 На емкостных аппаратах, работающих под давлением, дожимных насосных станций, установок предварительного сброса пластовой воды, сепарационных установок, размещаемых непосредственно на месторождении, следует предусматривать систему предохранительных клапанов, состоящую из рабочих и резервных клапанов, с направлением сброса от них в факельную систему.

Сброс с предохранительного клапана измерительной установки, при отсутствии возможности сжигания газа, допускается направлять через нефтегазоотделитель:

- газ - в атмосферу (при обоснованности расчётом безопасности рассеивания);
- нефть - в дренажную ёмкость.

6.2.1.4 При проектировании промысловых трубопроводов системы сбора НГВС необходимо предусматривать сокращение тепловых потерь путем оптимального заглубления трубопроводов и/или применения эффективных теплоизоляционных материалов в зависимости от способа прокладки трубопровода.

6.2.1.5 Для отработки нагнетательных скважин на нефть (предусмотренной техническим проектом на разработку месторождений нефти), необходимо проектировать их подключение к ИУ.

6.2.1.6 Система сбора и транспорта скважинной продукции должна быть рассчитана из условий непрерывного, круглосуточного режима работы с продолжительностью 365 суток.

6.2.1.7 Технологическое оборудование с вращающимися элементами (насосы, компрессоры, АВО), должны иметь резерв в соответствии с требованиями 5.13.

6.2.1.8 На СУ, ДНС, УПСВ должны быть предусмотрены герметичные, закрытые дренажные системы для полного слива жидкости из аппаратов и трубопроводов. Объем дренажной емкости

принимается из расчета полного слива жидкости из одного наибольшего по объёму аппарата.

В случае необходимости установки двух и более дренажных емкостей, оборудованных насосами, допускается суммарный объем емкостей принимать с учетом объема продукта, откачиваемого одним из насосов за время слива аварийного аппарата. После освобождения технологического аппарата необходимо опорожнение дренажных емкостей.

6.2.1.9 Скорости движения технологических потоков при определении диаметров технологических трубопроводов разного назначения рекомендуется принимать по данным таблицы 1.

## **6.2.2 Устье одиночной добывающей скважины**

6.2.2.1 При обустройстве устья одиночной добывающей скважины в зависимости от способа эксплуатации должны предусматриваться:

- приустьевая площадка;
- площадка под инвентарные приемные мостки;
- площадка под передвижной ремонтный агрегат;
- фундамент под станок-качалку (для ШГН);
- станция управления ЭЦН, ЭВН, ШГН, ШВН и др.;
- наземное оборудование для эксплуатации скважин винтовыми и другими насосами;
- трансформаторные подстанции.

При необходимости на площадке устья скважины предусматриваются:

- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узел пуска очистных устройств промыслового трубопровода;
- узел контроля коррозии;
- лубрикаторная площадка;
- установка дозированной подачи химреагента в скважину или в промысловый трубопровод;
- дренажная емкость;
- емкость для сбора производственно-дождевых стоков с приустьевого шахтного колодца;
- устьевой подогреватель продукции скважины;
- клапан отсекающий;
- площадка под передвижную ДЭС;
- площадка под передвижную измерительную установку;
- ограждение территории устья скважины.

6.2.2.2 Дренажная емкость предназначена для дренажа камеры пуска очистных устройств, емкость для сбора предназначена для сбора производственно-дождевых сточных вод с приустьевого

шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено устьевое оборудование ниже уровня земли.

Загрязненные стоки при ремонте скважин должны собираться в инвентарные поддоны и емкости, которыми должны быть оснащены ремонтные бригады.

6.2.2.3 Размер земельного участка под размещение проектируемых сооружений на площадке устья одиночной добывающей скважины должен определяться проектом.

6.2.2.4 Наименьшие расстояния от устьев нефтяных добывающих скважин до зданий и сооружений соседних предприятий и объектов обустройства месторождения нефти должны приниматься в соответствии с таблицами 16, 17 и требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [11], СП 231.1311500.

6.2.2.5 При проектировании устья одиночной добывающей скважины должны быть учтены требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (разделы XXX, XXXII) [11].

### 6.2.3 Куст скважин

6.2.3.1 При размещении куста на многолетнемерзлых грунтах, расстояние между устьями скважин должны соответствовать требованию «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (раздел XXV) [11].

Площадь, отводимая на период эксплуатации скважин, должна определяться в соответствии с проектом.

6.2.3.2 В зависимости от способа эксплуатации скважин на кусте скважин, следует предусматривать следующие технологические сооружения:

- приустьевые площадки;
- измерительная установка;
- технологические трубопроводы;
- кабельная эстакада;
- площадки под инвентарные приемные мостки;
- площадки под ремонтный агрегат;
- фундаменты под станки-качалки;
- станции управления ЭЦН, ЭВН, ШГН, ШВН и др.;
- наземное оборудование для эксплуатации скважин винтовыми и другими насосами;
- трансформаторные подстанции.

При необходимости на площадке куста скважин предусматриваются:

- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узлы пуска очистных устройств нефтегазосборных трубопроводов;
- узел контроля коррозии;
- лубрикаторная площадка;
- установка дозированной подачи химреагента;
- устьевой подогреватель продукции скважин;
- клапаны-отсекатели;
- прободоотборник на выкидном трубопроводе;
- площадка под передвижную ДЭС;
- пункт контроля и управления;
- водораспределительные блоки (гребенки);
- газораспределительные блоки (гребенки);
- дренажная емкость;
- емкость для сбора промышленных и дождевых стоков с приустьевого шахтного колодца;
- нефтегазоотделитель;
- радиомачта;
- молниеотвод;
- прожекторные мачты;
- ограждение территории куста.

6.2.3.3 Дренажная емкость предназначена для дренажа камеры пуска очистных устройств, емкость для сбора производственно-дождевых сточных вод с приустьевого шахтного колодца, в котором в процессе бурения скважины установлено устьевое оборудование ниже уровня земли.

Также на территории удаленных кустов скважин, ДНС могут располагаться пункт обогрева персонала, туалетная кабина, площадка для стоянки спецтехники и автотранспорта.

Размещение указанных сооружений на кусте скважин (кустовой площадке) должно решаться проектом.

6.2.3.4 Размещение сооружений на кусте скважин должно учитывать возможность применения третичных методов повышения нефтеотдачи пластов, отработки нагнетательных скважин на нефть и перевода скважин на механизированную добычу, когда такое решение предусматривается в техническом проекте на разработку месторождения нефти.

6.2.3.5 Загрязненные стоки при ремонте скважин должны собираться в инвентарные поддоны и емкости, которыми должны быть оснащены ремонтные бригады.

6.2.3.6 Трубопроводы на территории площадки куста скважин следует относить к технологическим и промысловым:

К технологическим трубопроводам относятся:

- выкидные трубопроводы от устьев скважин до запорной арматуры ИУ, при отсутствии ИУ до запорной арматуры на выходе с территории куста скважин;
- высоконапорные водоводы от ВРП до устья нагнетательных скважин.

К промышленным трубопроводам относятся:

- нефтегазосборные трубопроводы от запорной арматуры ИУ, при отсутствии ИУ от запорной арматуры на выходе с территории куста скважин;
- высоконапорные водоводы до ВРП.

Требования к проектированию должны устанавливаться:

- к технологическим трубопроводам - в соответствии с ГОСТ 32569;
- к промышленным трубопроводам - в соответствии с ГОСТ Р 55990.

Прокладку трубопроводов на кусте допускается предусматривать, как подземной (непосредственно в грунте), так и надземной на эстакаде.

6.2.3.7 Выбор материального исполнения технологических трубопроводов следует производить в зависимости от конкретных условий работы, в соответствии 6.19.

6.2.3.8 После выбора основных параметров и материального исполнения трубопроводов, проводят поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом нагрузок, регламентируемых принятым нормативным документом, а также их сочетанием в соответствии с СП 20.13330. Расчетная схема должна отражать действительные условия работы, а методы расчета – учитывать возможность использования компьютерных программ.

6.2.3.9 Наименьшее расстояние от устьев скважин до зданий и сооружений соседних предприятий и объектов обустройства месторождения нефти должно приниматься в соответствии с разделом 6.17, таблицами 16, 17, СП 231.1311500 и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности [11].

#### 6.2.4 Измерительная установка

6.2.4.1 В качестве измерительных установок следует применять установки, соответствующие требованиям законодательства в сфере обеспечения единства измерений. Количество установок и их размещение на месторождении должны определяться технико-экономическим расчетом.



6.2.4.2 В составе ИУ рекомендуется предусматривать блок технологический, блок аппаратный, и, при необходимости, нефтегазоотделитель, дренажная емкость.

6.2.4.3 При проектировании ИУ должны быть учтены требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2003г. №101 (раздел XXXII) [11].

### 6.2.5 Сепарационная установка

6.2.5.1 Сепарационные установки предназначены для частичного отделения попутного нефтяного газа от нефти.

6.2.5.2 При обустройстве месторождений нефти система «скважина-сепаратор» должна рассматриваться как последовательно расположенные сооружения, в котором осуществляется разделение и подготовка к сепарации нефти и попутного нефтяного газа.

Процессы выделения газа и коалесценция пузырьков и капель жидкости, происходящие в трубопроводах нефтегазосбора от скважин до СУ, должны рассматриваться как начальная стадия разделения, завершающаяся в сепараторах.

6.2.5.3 При проектировании сепарационных установок должны учитываться следующие основные требования:

- использование трубопроводов сбора для подготовки НГВС к сепарации с созданием в их конечных участках расслоенной структуры течения;
- обеспечение оптимальных условий ввода НГВС скважин в сепараторы с учетом структуры течения;
- обеспечение благоприятных гидродинамических условий для разделения НГВС в сепараторе, в том числе при помощи высокоэффективных внутренних сепарационных устройств;
- использование технологических методов воздействия и специальных компоновочных схем при сепарации НГВС с аномальными физико-химическими свойствами;
- блочность, агрегатирование и унификация внешних и внутренних узлов сепарационных установок;
- отделение капельной жидкости от нефтяного газа.

6.2.5.4 В составе сепарационных установок, как правило, должны предусматриваться:

- узел подключения;
- успокоительный коллектор;
- блок нефтегазовых сепараторов;
- газосепаратор;
- факел для аварийного сжигания попутного нефтяного газа;
- факельный сепаратор;

- конденсатосборник;
- КИПиА для управления процессом;
- дренажная емкость.

При необходимости в составе сепарационной установки предусматривается:

- узел предварительного отбора попутного нефтяного газа (депульсатор);
- установка дозированной подачи химреагента;
- узел распределения потоков по сепараторам;
- системы измерений количества и параметров нефти, свободного нефтяного газа и воды.

6.2.5.5 Количество ступеней и давление сепарации нефти, размещение сепарационных установок должно определяться с учетом энергетических возможностей нефтяной залежи, физико-химических характеристик свойств нефти, конечного целевого использования углеводородного сырья (технологической схемы последующей подготовки и транспорта нефти и газа до пунктов их потребления).

6.2.5.6 Первая ступень сепарации осуществляется на месторождении нефти на СУ, ДСНС, УПСВ. Давление сепарации, исходя из требований бескомпрессорного транспорта газа до УПН, УПГ, ГПЗ, ЦПС и т.п., рекомендуется принимать в пределах 0,3 — 0,8 МПа.

6.2.5.7 На стадии проектирования сепарационной установки должны быть определены объемы нефегазоводяной смеси скважин и физико-химические свойства нефти, газа и воды с прогнозной оценкой изменений их в процессе разработки месторождения. Размещение сепарационной установки (куст скважин, СУ, ДСНС, УПСВ, УПН, ЦПС) решается с учетом распределения объемов добычи нефти и газа на месторождении, протяженности, конфигурации системы сбора и т.п.

6.2.5.8 Критерием выбора объема нефтегазосепаратора является рекомендуемое время пребывания жидкости в аппарате. Все технологические варианты сепарационной установки разрабатываются на базе нормального типового ряда аппаратов объемом 6,3; 12,5; 25; 50; 100; 150, м<sup>3</sup> на рабочее давление 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0, 6,3 МПа.

6.2.5.9 Перед сепарацией рекомендуется предусматривать успокоительный коллектор предназначенный для предварительного расслоения нефегазоводяной смеси. Успокоительный коллектор представляет собой прямолинейный горизонтальный участок трубопровода без местных сопротивлений.

Диаметр и длина коллектора определяется из условия обеспечения послойного движения газовой, нефтяной и водной фаз. Принимается по результатам расчетов выполненных с использованием специализированного программного комплекса

6.2.5.10 Сброс попутного нефтяного газа из оборудования сепарационных установок при проведении внутреннего осмотра и ремонта, а также в аварийных ситуациях должен предусматриваться в соответствии с 6.2.10.

## 6.2.6 Промысловые трубопроводы

6.2.6.1 Промысловые трубопроводы следует проектировать в соответствии с ГОСТ Р 55990.

В состав промысловых трубопроводов системы сбора НГВС добывающих скважин входят:

- выкидные трубопроводы от одиночных добывающих скважин до измерительных установок, кроме выкидных трубопроводов в пределах кустовой площадки;
- нефтегазосборные трубопроводы от измерительных установок до входных узлов запорной арматуры дожимных насосных станций и установок предварительного сброса воды (нефтегазопроводы);
- газопроводы от территорий площадок, где находятся установки сепарации нефти, до установок комплексной подготовки газа, установок предварительной подготовки или до потребителей;
- нефтепроводы от пункта сбора нефти и дожимной насосной станции до центрального пункта сбора;
- газопроводы к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;
- газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;
- нефтепроводы от центрального пункта сбора до сооружения магистрального транспорта;
- газопроводы от центрального пункта сбора до сооружения магистрального транспорта газа;
- ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных и газонефтяных месторождений;
- дезмульгаторопроводы для подачи дезмульгатора к объектам дожимных насосных станций и установок предварительного сброса воды.

Границы промысловых трубопроводов на технологических площадках принимать в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (пункт 1.2).

6.2.6.2 Внутренний диаметр труб, обеспечивающий сбор НГВС в течение рассматриваемого периода, принимается по результатам гидравлических расчётов данных систем.

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин должен выполняться на базе данных технического проекта на разработку

месторождения нефти, с применением лицензионного программного обеспечения или по методикам (или руководящим документам).

Физико-химические и реологические свойства нефти и нефтеводяной эмульсии, необходимые для гидравлического расчёта, принимаются на основании исследований, проводимых специализированными организациями.

6.2.6.3 Гидравлический расчет трубопроводов должен выполняться:

- на максимальную добычу жидкости, принимаемую по данным технического проекта на разработку месторождения нефти, и вязкость, соответствующую обводненности периода;
- на максимальную вязкость и соответствующую ей добычу жидкости.

В случае меняющегося газосодержания (с учетом прорывного газа) по годам эксплуатации месторождения (динамики), гидравлические расчеты необходимо выполнять на весь период по каждому году, определяя оптимальные диаметры, обеспечивающие пропускную способность системы нефтегазосбора по всем годам, не исключая отдельную двух и более трубную схему сбора.

По результатам расчетов принимается ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр применяемых труб, обеспечивающий транспортирование нефтегазоводяной смеси в течение рассматриваемого периода.

При разработке ПД для системы трубопроводов рекомендуется учитывать нормативный расчетный срок службы трубопроводов и объем перекачиваемой среды на этот период.

6.2.6.4 При проектировании промысловых трубопроводов для нефтей, склонных к отложению парафина, следует предусматривать одно из следующих мероприятий:

- нанесение защитных покрытий на внутреннюю поверхность трубопроводов;
- механическую очистку внутренних стенок трубопроводов от парафина путем пуска очистных устройств;
- применение химреагентов;
- применение тепловых методов борьбы с отложениями с учетом требований к эксплуатации трубопроводов.

Возможно применение нескольких мероприятий одновременно.

Марки растворителей и присадок принимаются по результатам лабораторных исследований специализированных организаций.

6.2.6.5 На промысловых трубопроводах необходимость установки камер пуска/приёма средств очистки и диагностики для удаления отложений и внутритрубной диагностики, а также необходимость установки дополнительных узлов для проведения технологических операций по ликвидации и профилактике

образования ледяных и гидратных пробок и АСПО паром, химреагентами или горячей нефтью определяются проектом.

6.2.6.6 Для парафиносодержащих нефтей минимально допустимой температурой нефти на конце трубопровода (участка трубопровода) следует считать температуру на 5 — 10 °С выше температуры появления у нефти начального напряжения сдвига, что гарантирует наличие определённого запаса времени до наступления застывания нефти в трубопроводе в случае его остановки.

Необходимо определять время охлаждения нефти в остановленном трубопроводе до температуры, при которой возобновление работы трубопровода невозможно.

При невозможности осуществления перекачки нефти с температурой, обеспечивающей перекачку по всей длине трубопровода, следует предусматривать инженерные решения (путевой подогрев, ввод депрессатора, смешение с маловязкими нефтями, газонасыщение и т. д.).

Границы содержания парафина, при которых необходимо выполнять указанные расчёты, определяются научно-исследовательскими работами.

6.2.6.7 Промысловые трубопроводы рекомендуется проектировать в одну нитку с соблюдением принципов коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями. При коридорной прокладке ЛЭП и линии связи рекомендуется размещать по одну сторону автодороги, а трубопроводы - по другую, причем ближе к дороге укладываются водоводы, далее - нефтепроводы и последними - газопроводы.

Допускается проектирование промысловых трубопроводов в несколько ниток при соответствующем технико-экономическом обосновании.

6.2.6.8 Раздельный сбор, учет и перекачку разноразных нефтей и газов (соответственно обводненных и безводных, сернистых и бессернистых) и однотипных нефтей в каждом конкретном случае должен проектироваться на основании технико-экономических обоснований с учетом целевого назначения использования нефти и газа, возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разноразных нефтей, газа и воды, с передачей для транспортирования до потребителей.

6.2.6.9 При проектировании трубопроводов, основным способом прокладки должен быть подземный.

Допускается использовать надземный способ прокладки (на опорах) в районе распространения ММГ, на переходах через естественные и искусственные преграды при технико-экономическом обосновании.

6.2.6.10 Выбор материала труб и соединительных деталей к ним следует выполнять в соответствии с 6.19.

6.2.6.11 После выбора основных параметров и материального исполнения трубопроводов проводят поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом всех действующих нагрузок с применением лицензионного программного обеспечения или по методикам (или руководящим документам).

6.2.6.12 Давление испытания на прочность и герметичность промысловых трубопроводов назначается в соответствии с ГОСТ Р 55990.

6.2.6.13 Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при перекачке НГВС следует предусматривать:

- формирование структуры потока, предотвращающей расслоение фаз и выделение свободной воды;
- ввод ингибиторов коррозии;
- внутреннее защитное покрытие труб и зоны сварных стыков;
- применение труб из коррозионно-стойкого материала;
- удаление скопления воды и механических примесей с применением очистных устройств с целью снижения скорости коррозии.

Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии должна предусматриваться защитными покрытиями и (или) средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). Допускается не применять ЭХЗ при технико-экономическом обосновании, учитывающим коррозионную активность грунтов и срок службы объекта.

Основные положения по применению защитных покрытий определяются условиями строительства и эксплуатации трубопроводов и назначаются в соответствии с ГОСТ Р 51164.

6.2.6.14 Диаметр газопроводов следует определять на основании гидравлического расчета и теплотехнического расчета с использованием лицензионного программного обеспечения, с учетом вывода конденсата или без вывода конденсата

6.2.6.15 Для сбора конденсата на газопроводах, перекачивающих неосушенный нефтяной газ на основании расчета выпадения конденсата, должны предусматриваться конденсатосборники с размещением в наиболее низких местах рельефа местности по трассе газопровода. Суммарный объем конденсатосборников следует предусматривать на прием конденсата, образовавшегося в течение двух суток на расчетном участке его выпадения, с периодическим удалением в герметичные передвижные емкости, а при наличии конденсатопровода или нефтегазосборного трубопровода - продувку или откачку конденсата в трубопроводы. Технологическая схема работы конденсатосборника должна обеспечивать герметичность системы вывода конденсата из

газопровода и его утилизацию, предусматривая особые меры безопасности при работе с нестабильным конденсатом.

6.2.6.16 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, узлах пуска и приема СОД, узлах подключения следует предусматривать установку продувочных свечей вне зависимости от плотности газа (величины относительной плотности газа по воздуху). На газопроводах-шлейфах допускается продувочные свечи не устанавливать.

## 6.2.7 Дожимная насосная станция

6.2.7.1 Дожимные насосные станции (ДНС) являются технологическим объектом, назначение которого заключается в обеспечении сбора и перекачки нефтегазоводяной смеси добывающих скважин на объекты подготовки нефти в случае невозможности или нецелесообразности осуществления этого процесса под давлением скважин. ДНС подразделяются на дожимные сепарационные насосные станции (ДСНС) и дожимные мультифазные насосные станции (ДМНС).

При проектировании дожимных насосных станций должны учитываться следующие основные требования:

- выбор варианта технологической схемы ДНС и ее размещение на месторождении нефти обосновывается при проектировании технико-экономическим расчетом;
- проектная производительность ДНС рассчитывается по году максимальной добычи нефти и году максимальной добычи жидкости (по данным технического проекта на разработку месторождения нефти) из добывающих скважин, подключенных к ДНС;
- при проектировании ДНС - требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России 12 марта 2013г. №101 (раздел XXXII) [11].

6.2.7.2 Дожимная сепарационная насосная станция. Технологический комплекс сооружений ДСНС предусматривает:

- первую ступень сепарации нефти;
- перекачку нефтегазонасыщенной (разгазированной при давлении I ступени сепарации) смеси на УПСВ, УПН, ЦПС;
- бескомпрессорную перекачку попутного нефтяного газа I ступени на УПГ, ЦПС, ГПЗ и др.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается компрессорную перекачку попутного нефтяного газа.

При необходимости технологический комплекс сооружений ДСНС дополнительно предусматривает:

- предварительный сброс пластовой воды;
- нагрев продукции скважин;

- дополнительные ступени сепарации;
- подачу подготовленной пластовой воды в систему ППД при наличии предварительного сброса;
- подготовку попутного нефтяного газа к использованию;
- измерение количества и параметров нефти и свободного нефтяного газа;
- измерение количества и параметров подготовленной пластовой воды;
- закачку реагентов-деэмульгаторов;
- закачку ингибиторов коррозии.

6.2.7.3 В состав ДСНС должны входить следующие основные технологические и вспомогательные сооружения:

- блок сепарации нефти;
- блок насосной;
- факельная система;
- дренажные емкости;
- межблочные коммуникации.

При необходимости в состав ДСНС могут входить следующие технологические и вспомогательные сооружения:

- блок предварительного отбора попутного нефтяного газа;
- блок буферной емкости;
- блок предварительного обезвоживания;
- блок очистки пластовой воды;
- блок подготовки попутного нефтяного газа;
- блок аварийных емкостей;
- блок измерений количества и параметров НГВС;
- блок измерения количества и параметров попутного нефтяного газа;
- блок измерения количества и параметров подготовленной пластовой воды;
- блок компрессорной воздуха для питания приборов КИПиА;
- блок нагрева продукции скважин;
- блок реагентного хозяйства для закачки реагента перед первой ступенью сепарации;
- блок закачки ингибиторов коррозии;
- блок концевой сепарационной установки;
- аварийные резервуары типа РВС;
- блок насосной внутренней перекачки;
- блок автоматизированного налива нефтеводяной смеси в автоцистерны (АСН);
- электростанция собственных нужд (ЭСН);
- компрессорная станция низких ступеней сепарации;
- эжекторная установка для утилизации попутного нефтяного газа концевой ступени сепарации.



6.2.7.4 Проектирование сепарационных установок, расположенных на ДНС, в соответствии с 6.2.5.

Отсепарированный попутный нефтяной газ при соответствующем технико-экономическом обосновании может использоваться для выработки электроэнергии на электростанции собственных нужд (ЭСН) или в газопровод.

6.2.7.5 При использовании в качестве аварийных емкостей резервуаров типа РВС, необходимо предусматривать КСУ с горизонтальным сепаратором, расчетная производительность которой должна обеспечивать сепарацию максимального объема нефтегазоводяной смеси, поступающей на ДНС. При использовании блока предварительного обезвоживания объем нефтегазоводяной смеси рассчитывается с учетом предварительно отделенной воды. Высота постаментов под КСУ должна обеспечивать самотечный слив разгазированной нефтеводяной смеси в резервуары или использование насоса внутренней перекачки для подачи разгазированной нефтеводяной смеси.

Проектирование РВС в соответствии 6.3.6.

6.2.7.6 В аварийных ситуациях, когда нефтеводяная смесь поступает в вертикальные резервуары, давление сепарации в концевых сепараторах не должно превышать 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup> изб.). При этом попутный нефтяной газ должен направляться на факел аварийного сжигания или установку для компримирования газа (вакуумная компрессорная станция, эжекторная установка).

6.2.7.7 Технологические расчеты, выбор оборудования и аппаратуры должны производиться на основе данных материального баланса.

6.2.7.8 Высота расположения буферной емкости насоса должна определяться с учетом разности геодезических отметок нижней образующей емкости и приемного патрубка насоса, с учетом потерь давления в трубопроводе.

Рекомендуется, буферную емкость поднимать на высоту, равную потерям давления в трубопроводе между буферной емкостью и насосом, а давление на входе в насос поддерживать не менее давления в буферной емкости.

Всасывающий трубопровод должен иметь минимум криволинейных участков и трубопроводной арматуры вызывающие потери давления, а так же должна быть исключена возможность образования воздушных «мешков».

Объем буферной емкости ДНС принимается из расчета пребывания жидкости в ней в течение 10 минут.

Допускается совмещение концевой сепарационной установки и буферной емкости.

6.2.7.9 Выбор типа и числа насосов в проекте производится в зависимости от физико-химических свойств нефтеводяной смеси и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности и режима перекачки).

Насосные агрегаты, работающие в переменном режиме, рекомендуется оснащать частотно-регулируемыми приводами (ЧРП) с подключением к АСУ ТП и выводом управления на пульт оператора. Количество ЧРП для группы насосов определяется проектом.

Необходимость применения ЧРП должна решаться проектом и обосновываться технико-экономическими расчетами.

6.2.7.10 Производительность рабочих насосных агрегатов определяется по максимальному количеству нефтеводяной смеси, поступающей на насосную станцию. В случае если на ДСНС предусматривается предварительный сброс пластовой воды, производительность насосных агрегатов внешней откачки определяется с учетом сброса.

6.2.7.11 Для сбора утечек нефти от уплотнений насосов необходимо предусматривать емкость с датчиком верхнего уровня (уровнемером) и выводом от него сигнала верхнего уровня на щит оператора.

6.2.7.12 Количество резервных насосов следует определять в соответствии с 5.13.

6.2.7.13 Сброс попутного нефтяного газа при ремонте, профилактике оборудования и аварийных ситуациях должен осуществляться на факел для аварийного сжигания.

6.2.7.14 С целью исключения кратковременной остановки работы добывающих скважин в аварийных ситуациях на ДСНС или на нефтепроводе внешнего транспорта на основании технико-экономических расчетов и по согласованию с заказчиком на ДСНС могут предусматриваться аварийные емкости.

В этом случае предусматриваются аварийные горизонтальные технологические емкости, рассчитанные на рабочее давление сепарации. Суммарный объем емкостей должен обеспечивать прием максимального объема жидкости, поступающей на ДНС в течение времени необходимого для остановки фонда добывающих скважин, согласованного с заказчиком.

При количестве более шести горизонтальных емкостей номинальным единичным объемом 200 м<sup>3</sup> в качестве аварийных следует предусматривать резервуары типа РВС и концевую сепарационную установку в соответствии с 6.2.7.5.

Конструктивное и материальное исполнение аварийных емкостей должно соответствовать Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности [19].

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается предусматривать на ДНС обводную (байпасную) линию».

6.2.7.15 Количество РВС и их номинальный единичный объем определяются технико-экономическими расчетами и согласовываются с заказчиком.

6.2.7.16 Откачку жидкости из аварийных емкостей и резервуаров рекомендуется осуществлять резервным насосом ДНС.

6.2.7.17 В обоснованных случаях допускается предусматривать насосную внутреннюю перекачки.

6.2.7.18 Допускается насосную внутреннюю перекачки проектировать без резерва.

6.2.7.19 Дожимная мультифазная насосная станция. ДМНС рекомендуется размещать на удаленных от развитой инфраструктуры месторождениях. Территориальное размещение ДМНС на месторождении должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

6.2.7.20 Технологический комплекс сооружений ДМНС предусматривает:

- транспортирование НГВС до сооружений подготовки нефти и газа;
- измерение количества и параметров нефти и попутного нефтяного газа (при необходимости);
- закачку ингибиторов коррозии (при необходимости).

6.2.7.21 В состав ДМНС должны входить следующие основные технологические и вспомогательные сооружения:

- блок мультифазных насосов;
- блок фильтров;
- блок управления насосным оборудованием;
- блок системы электрообеспечения;
- блок измерения количества и параметров нефти и газа (при необходимости);
- блок закачки ингибиторов коррозии (при необходимости);
- дренажная емкость;
- межблочные коммуникации.

При необходимости в состав ДМНС включается ЭСН, блок зажигания.

Необходимость применения ЭСН должна решаться проектом и обосновываться технико-экономическими расчетами.

6.2.7.22 Для обеспечения перекачки «газовых пробок» большого объема рекомендуется предусматривать блок зажигания.

Блок зажигания состоит из расширительной трубы (емкости) и запорно-регулирующей арматуры, осуществляет подачу жидкости на приём мультифазного насоса при достижении максимально

допустимой температуры перекачиваемой среды при прохождении «газовой пробки».

Необходимость использования блока зажижения решается разработчиком блока мультифазных насосов на основании проектных данных.

6.2.7.23 В составе сооружений ДМНС при необходимости должны быть предусмотрены блок закачки ингибитора коррозии и оборудование для подогрева добываемой продукции (при невозможности ее транспортирования до ДНС, УПСВ, УПН, ЦПС при естественных условиях). Необходимость подогрева должна быть обусловлена технологическими условиями обеспечения бесперебойной (безаварийной) работы ДМНС и обоснована технико-экономическими расчетами.

6.2.7.24 Количество резервных насосов следует определять в соответствии 5.13.

Выбор типа и числа насосов в проекте производится в зависимости от физико-химических свойств жидкости, газа и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности и режима перекачки).

Насосные агрегаты рекомендуется оснащать частотно-регулируемым приводом (ЧРП).

## **6.2.8 Компрессорная станция воздуха**

6.2.8.1 Компрессорная станция воздуха предназначена для обеспечения потребителей сжатым воздухом требуемого качества.

Воздух для нужд КиП должен быть осушен до точки росы по влаге, предотвращающей возможность ее выпадения в воздухопроводах.

На каждом отдельном объекте (установке), потребляющем  $10 \text{ м}^3$  воздуха в час и более, следует предусматривать ресивер сжатого воздуха с обеспечением не менее 1,0 час работы установки без подачи воздуха из сети, а также аварийную сигнализацию, предупреждающую о недопустимом понижении давления воздуха.

Отбор воздуха для технологических целей от сети питания КИПиА не допускается.

6.2.8.2 При проектировании компрессорной станции воздуха следует руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности [11].

6.2.8.3 Устройство компрессорного оборудования (размещение агрегатов, узлов, систем управления и др.) должно обеспечивать удобство, контролепригодность и безопасность монтажа, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

6.2.8.4 Компрессорная станция воздуха должна быть оборудована, маслоотделителями и концевыми холодильниками.

Системы сжатого воздуха должны быть оборудованы ресиверами (для КИП и для технического воздуха). Объем ресивера следует принимать из условия запаса сжатого воздуха для работы средств автоматики в течение не менее одного часа.

Воздухосборники, влагомаслоотделители, промежуточные и концевые холодильники и нагнетательные воздухопроводы всех ступеней должны иметь возможность очистки от масляных отложений способом, не вызывающим коррозию металла. Рекомендуется очистку воздухопроводов и воздушных аппаратов производить 3%-ным раствором сульфанола. После очистки производится продувка сжатым воздухом.

6.2.8.5 В составе компрессорной станции воздуха предусматривается оборудование для осушки и очистки воздуха с целью обеспечения нормальной работы приборов автоматического контроля. Воздух для нужд приборов автоматического контроля должен быть осушен до точки росы по влаге, предотвращающей возможность ее выпадения в воздухопроводах, в соответствии с требованиями заказной документации. Для УПН, ЦПС и других объектов обустройства необходимо предусматривать единую систему воздухоснабжения. Не допускается объединение систем технического воздуха и воздуха для приборов.

6.2.8.6 Заданная чистота воздуха должна соответствовать ГОСТ 17433.

Требуемый класс загрязненности воздуха определяется проектной документацией с учетом технических характеристик оборудования и средств КИПиА, использующих сжатый воздух на проектируемом объекте.

6.2.8.7 При падении давления воздуха в ресивере должна включаться световая и звуковая сигнализация, независимая от сигнализации отклонения технологических параметров на установке.

6.2.8.8 Компрессорная станция воздуха должна состоять из компрессорного оборудования, размещенного в блок контейнере или модульном здании с установленной электроарматурой и элементами жизнеобеспечения станции.

6.2.8.9 Компрессорные станции, подающие воздух на КИПиА, должны иметь 100 % резерв по компрессорам и оборудованию, если это необходимо для поддержания нормального режима технологического процесса в соответствии с проектом.

6.2.8.10 Рабочее давление компрессорной станции воздуха следует принимать не менее 0,8 МПа ( $8 \text{ кгс/см}^2$ ), если иное давление не требуется для питания приборов.

6.2.8.11 Компрессорную станцию воздуха на площадках для технологических комплексов следует проектировать в блочно-комплектном исполнении.

Охлаждение компрессоров рекомендуется предусматривать воздушное.

#### **6.2.9 Установка дозированной подачи химреагентов**

6.2.9.1 Установка дозированной подачи химреагентов предназначена для дозированного ввода жидких химреагентов в трубопроводы системы сбора, подготовки нефти, газа и воды для эффективного воздействия на НГВС в процессе подготовки нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, парафиноотложений, солеотложений, гидратообразования. Ингибиторы коррозии могут вводиться в поток нефти, газа и пластовой воды. Также в нефтяную эмульсию может осуществляться ввод реагента-антивспенивателя. Поглотители кислорода и бактерициды применяются в процессах подготовки пластовой воды и бытовых стоков.

6.2.9.2 Установка дозированной подачи химреагентов объектов и сооружений сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды должна включать:

- блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;
- блок для дозирования и подачи ингибиторов;
- блоки для подачи других реагентов;
- расходный склад реагента (при необходимости, на основании технико-экономического расчета по согласованию с эксплуатационной организацией, рекомендуется норма запаса реагентов на складе при хранении его в бочках - до 30 суток, при доставке реагентов водным транспортом норму запасов и складирования их следует принимать на весь период закрытия навигации).

Возможно совмещение блоков для различных типов реагента и использования многофункциональных насосов.

6.2.9.3 В качестве блоков для дозирования химреагентов необходимо использовать блоки заводского изготовления, включающие технологическую емкость приема и хранения реагентов, расходную емкость (возможно совмещение емкостей), насос для заполнения технологической емкости, насос –дозатор, обеспечивающий постоянную дозированную подачу реагента требуемого давления.

6.2.9.4 На трубопроводах нагнетания дозировочных насосов предусматриваются предохранительные клапаны для защиты трубопровода от превышения давления, а также обратные клапаны для предотвращения попадания транспортируемой по трубопроводу жидкости в блок дозирования реагентов при разгерметизации оборудования блока.

Управление работой оборудования в автоматическом режиме осуществляется от щита управления. Исполнение щита управления

должно быть взрывозащищённым при его размещении в едином технологическом блоке. В случае размещения щита управления в отдельном блоке управления допускается применение щита в невзрывозащищенном исполнении при соответствующих расстояниях.

6.2.9.5 Блоки могут размещаться в одном или нескольких местах технологического комплекса сбора, подготовки нефти, газа и воды (на устьях скважин, кустах скважин, ИУ, ДНС, УПСВ, УПН, сооружениях подготовки пластовой воды, производственно-дождевых стоков и других сооружений ЦПС).

6.2.9.6 В рекомендуемых точках ввода реагентов необходимо устанавливать трубопроводные узлы ввода и распыления в потоке реагентов, представляющие собой нагнетательные трубы, оснащенные распыливающими наконечниками для распределения реагента в объеме продукта. Заказ узлов в проектной документации должен сопровождаться полной информацией по трубопроводу, на котором размещается трубопроводный узел ввода: диаметр трубопровода, материальное исполнение, продукт, рабочие параметры, марка реагента, рабочие параметры трубопровода реагента, климатология.

6.2.9.7 Конструкция трубопроводного узла ввода и распыления реагентов должна обеспечивать равномерное распределение вводимого реагента в потоке продукта, а для ингибитора коррозии - максимальную адгезию пленки ингибитора коррозии на внутренней поверхности трубопровода.

6.2.9.8 Конструкция трубопроводного узла ввода и распыления должна обеспечивать возможность извлечения дозаторного устройства без остановки работы основного трубопровода.

#### **6.2.10 Факельная система ДНС**

6.2.10.1 Факельная система ДНС предназначена для постоянных, периодических и аварийных сбросов попутного нефтяного газа от технологического оборудования ДНС и его последующего сжигания.

6.2.10.2 Пропускная способность коллектора факельной системы должна быть равна количеству возможного аварийного сброса попутного нефтяного газа от технологических систем ДНС при невозможности его отправки транспортом либо направления на сооружения подготовки в соответствии с разработанной системой аварийной защиты технологического оборудования ДНС.

6.2.10.3 На ДНС предусматриваются:

- периодические сбросы – при пуске, остановке или при регламентных изменениях технологического процесса;

- аварийные сбросы – при срабатывании рабочих предохранительных клапанов;

- постоянные сбросы – поступающие с первой ступени сепарации при невозможности подачи газа в газопровод, с КСУ при заполнении аварийных РВС.

6.2.10.4 Устройство и проектирование факельной системы ДНС должно осуществляться в соответствии с 6.3.15.

6.2.10.5 В случае размещения ДНС на сооружениях подготовки нефти, газа и воды (УПН, ЦПС, УПСВ), факельные сбросы с ДНС могут направляться в факельные системы сооружений подготовки.

#### **6.2.11 Пункт налива нефтегазоводяной смеси**

6.2.11.1 Пункты налива предусматриваются на начальной стадии эксплуатации месторождения нефти на отдельных скважинах либо кустах скважин в случае отсутствия возможности трубопроводной перекачки НГВС до сооружений подготовки нефти.

6.2.11.2 Технологический комплекс сооружений пункта налива НГВС предусматривает:

- первую ступень сепарации;
- накопление и хранение НГВС;
- налив НГВС в автоцистерны;
- измерение количества и параметров наливаемой НГВС;
- измерение количества попутного нефтяного газа после ступени сепарации.

При необходимости технологический комплекс сооружений пункта налива НГВС дополнительно предусматривает:

- нагрев НГВС;
- дополнительные ступени сепарации;
- закачку ингибитора коррозии.

6.2.11.3 В состав пункта налива входят следующие основные технологические и вспомогательные сооружения:

- блок сепарации НГВС;
- блок измерения количества и параметров НГВС;
- блок измерения количества и параметров попутного нефтяного газа;
- блок автоматизированной системы налива НГВС в автоцистерны (АСН) с площадкой для налива НГВС в автоцистерны;
- блок концевой сепарационной установки;
- резервуары горизонтальные стальные (РГС), резервуары вертикальные стальные (РВС);
- факельная система (свеча рассеивания);
- дренажные емкости;
- блок операторной;



- блок обогрева.

При необходимости в состав пункта налива могут входить следующие технологические и вспомогательные сооружения:

- блок нагрева НГВС;
- блоки дополнительных ступеней сепарации;
- блок насосной внутренней перекачки;
- электростанция собственных нужд (ЭСН);
- блок компрессорной воздуха для питания приборов КИПиА;
- блок насосной налива;
- блок закачки ингибитора коррозии;
- радиомачта.

6.2.11.4 Концевая сепарационная установка с горизонтальным сепаратором должна быть рассчитана на максимальный объем НГВС, поступающей на пункт налива. Высота постаментов под концевую сепарационную установку должна обеспечивать самотечный слив НГВС в резервуары для накопления.

6.2.11.5 Допускается вместо самотечного слива НГВС из концевой сепарационной установки в резервуары для накопления предусматривать насосную откачку.

6.2.11.6 Давление сепарации в концевых сепараторах не должно превышать 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup> изб.).

6.2.1.10 Проектирование налива в автоцистерны должно предусматривать герметизированный способ налива (нижний или верхний) с рекуперацией паров.

В период пробной эксплуатации месторождения допускается при технико-экономическом обосновании отвод паров из зоны налива для безопасного рассеивания или сжигания.

6.2.11.7 Отсепарированный попутный нефтяной газ может сжигаться на факеле или подаваться на свечу для рассеивания при соответствующем технико-эколого-экономическом обосновании и отсутствии в составе газа сероводорода.

6.2.11.8 При проектировании пунктов налива должны быть учтены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [11], [20] и положений СП 231.1311500.

## **6.3 Подготовка нефти, газа и воды**

### **6.3.1 Общая часть**

6.3.1.1 Проектируемые сооружения подготовки нефти, попутного нефтяного газа (ПНГ) и воды формируются в единый технологический комплекс - центральный пункт сбора (ЦПС) или установку подготовки нефти (УПН).

6.3.1.2 Разработка проектных решений нефти, попутного нефтяного газа (ПНГ) и воды осуществляется на основании Задания на проектирование и результатов исследовательских работ.

Результаты исследований должны включать:

- физико-химические свойства и компонентный состав нефти, газа и воды;
- реологию, в том числе вязкостно-температурные зависимости нефти и НГВС;
- температуру застывания нефти;
- рекомендации по выбору технологии и режимов работы УПН (температура, тип и расход деэмульгаторов, время пребывания в аппаратах) на основании тепло-химических исследований эмульсионных свойств нефти;
- рекомендации по выбору технологии подготовки дренажных, ловушечных и нефтешламовых эмульсий;
- рекомендации по подбору различных реагентов (ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложений, ингибиторов АСПО, депрессаторов, нейтрализаторов кислорода, бактерицидов и т.д.), их расход, точки и способы ввода;
- рекомендации по схемам подготовки нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды.

Предварительное обезвоживание нефти должно преимущественно осуществляться в трехфазных аппаратах для совместной подготовки нефти и воды.

6.3.1.3 На ЦПС (УПН) комплекс сооружений следует предусматривать преимущественно в блочном и блочно-комплектном исполнении, обеспечивающий последовательное проведение непрерывных, взаимосвязанных технологических процессов по приему и подготовке нефти, попутного нефтяного газа и воды.

Разработка документации и изготовление блочного и блочно-комплектного оборудования должно выполняться в соответствии п.5.2.

6.3.1.4 Нефтегазоводяная смесь, в зависимости от конкретных условий, должна подаваться через все технологические сооружения подготовки за счет максимального использования энергетических возможностей продуктивных пластов месторождения, насосов механизированной добычи нефти, ДНС. Вариант подачи НГВС должен обосновываться технико-экономическими расчетами.

Целесообразность размещения всего комплекса сооружений по подготовке НГВС на ЦПС (УПН) или части этих сооружений на месторождении нефти (сепарационные установки, УПСВ, ДНС и др.) должна в каждом конкретном случае определяться технико-экономическими расчетами.

6.3.1.5 Технологический комплекс по подготовке нефти на ЦПС (УПН) должен обеспечивать:

- прием и предварительное разделение поступающей НГВС;
- подготовку нефти;
- подготовку и утилизацию пластовых и производственно-дождевых вод;
- прием, измерение количества и параметров подготовленной нефти, газа и воды;
- прием и подготовку ПНГ к транспортированию и измерение количества газа;
- подачу подготовленной нефти на ПСП и далее для отгрузки потребителю;
- рациональное использование природных ресурсов и экономное расходование материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов, в том числе за счет использования вторичного тепла от печей нагрева и излишков тепла с технологии.

6.3.1.6 Производительность ЦПС (УПН) определяется по количеству подготовленной нефти в годовом исчислении из расчета 365 рабочих дней в году, а также по максимальному объему поступления НГВС.

6.3.1.7 При проектировании сооружений технологического комплекса ЦПС (УПН) рекомендуется применение следующих технических решений:

- применение блочных и блочно-комплектных устройств основного технологического назначения, блок-боксов и зданий из легких металлических конструкций для объектов производственно-вспомогательного назначения;
- блокирование в единый технологический узел с этажной компоновкой основного технологического оборудования;
- применение аппаратов совместной подготовки нефти и воды;
- применение емкостной аппаратуры с большой единичной мощностью;
- объединение внутримплощадочных коммуникаций;
- выбор материального исполнения оборудования и трубопроводов в соответствии с коррозионной активностью обращающихся продуктов;
- применения высокоэффективных ингибиторов коррозии в трубопроводных системах при перекачках НГВС и реагентов-деэмульгаторов при подготовке нефти;
- применение системы мониторинга процесса коррозии трубопроводов и технологического оборудования.

Не допускается применение реагентов, содержащих хлорорганические соединения.

6.3.1.8 Разработку технологического процесса необходимо осуществлять по рекомендациям научных исследований в зависимости от физико-химических свойств НГВС, а также конструктивных особенностей многофункционального технологического оборудования и трубной обвязки, с использованием реагентов-деэмульгаторов и других технологических возможностей, а также с учетом унифицированных схем технико-технологических разработок Компании Технического Заказчика.

6.3.1.9 Основные технологические коммуникации ЦПС (УПН) должны рассматриваться как единая система обеспечения технологических процессов, происходящих в отдельных функциональных блоках подготовки нефти.

6.3.1.10 На основании перспективного плана добычи нефти принимается решение о строительстве ЦПС (УПН) отдельными технологическими линиями (потоками).

Мощность технологических линий (потоков) должна предусматриваться из условия обеспечения 0,7 расчетной мощности ЦПС или УПН. При трех технологических линиях и более коэффициент 0,7 не учитывается.

6.3.1.11 В случае наличия в комплексе только одной технологической линии запас мощности должен составлять 20%, включая резерв для повторной подготовки нефти, физико-химические свойства которой не отвечают заданным требованиям.

6.3.1.12 Рекомендуемая скорость движения технологических потоков компонентов НГВС в трубопроводах следует принимать согласно таблице 1.

Таблица 1 — Скорость движения технологических потоков компонентов нефтегазоводяной смеси и реагентов в трубопроводах

Наименование потоков	Скорость, м/с
Нефть, эмульсия, масло смазочное, реагенты на всасывании насоса:	Не более 1,0
То же на нагнетании насоса	Не более 3,0
То же под давлением (между аппаратами)	Не более 1,0
То же самотеком (между аппаратами)	0,2 — 0,5
Жидкость большой вязкости	0,5 — 0,8
Газ на всасывании и нагнетании поршневого компрессора	Не более 10,0
Газ на всасывании центробежного компрессора	Не более 15,0
Газ на нагнетании центробежного компрессора	Не более 18,0
Углеводородный конденсат, отводимый самотеком	0,15 — 0,3
То же самотеком (между аппаратами)	0,2 — 0,5
Сжатый воздух и инертные газы	Не более 30
Топливный газ к печам	Не более 30,0

Пар насыщенный водяной	Не более 30,0
Газ углеводородный в трубопроводах	5 — 20
Ингибиторы в трубопроводах	Не более 3,0
Масла смазочные	0,2 — 0,8
Сероводородсодержащий газ	Не более 10,0
Вода на всасывании насоса для Ду до 250 мм	0,6 — 1,0
То же на всасывании насоса для Ду св.250 до 800 мм	0,8 — 1,5
То же на всасывании насоса для Ду св.800 мм	1,2 — 2,0
То же на нагнетании насоса для Ду до 250 мм	0,8 — 2,0
То же на нагнетании насоса для Ду св.250 до 800 мм	1,0 — 3,0
То же на нагнетании насоса для Ду св.800 мм	1,5 — 4,0

6.3.1.13 При заполнении технологического объекта перед пуском для исключения динамического удара рекомендуется арматуру с Ду 300 мм и более, оснащать обводным (байпасным) трубопроводом с арматурой условным диаметром не менее 50 мм. Обводной трубопровод с арматурой должен иметь надежное крепление от динамического воздействия.

6.3.1.14 Арматуру массой более 100 кг рекомендуется устанавливать на собственную опору.

6.3.1.15 Расчет и установка предохранительных клапанов должны выполняться по ГОСТ 31294, ГОСТ 12.2.085.

6.3.1.16 В случае установки предохранительного клапана на удалении от патрубка, предназначенного для его установки, диаметр трубопровода определяется с учетом падения давления согласно ГОСТ 31294.

6.3.1.17 Предохранительные клапаны на сосудах и аппаратах, работающих под давлением, рассчитываются и устанавливаются в соответствии с применением на сооружениях одной или двух факельных систем (низкого и высокого давлений) - (см. 6.5.7 и 6.3.15).

6.3.1.18 Продувочные свечи должны соответствовать СП 231.1311500.2015 (пункт 6.1.15). Продувочные свечи, устанавливаемые на открытых площадках, должны иметь в нижних точках патрубков с арматурой для обеспечения дренажа скапливающейся жидкости.

6.3.1.19 Жидкостные сбросы от предохранительных клапанов должны осуществляться через факельный сепаратор в специальные емкости. При этом необходимо предусматривать автоматическое отключение источника давления при достижении в емкости максимально допустимого уровня.

6.3.1.20 Объем емкостей принимается из расчета работы предохранительных клапанов в течение 3 — 5 минут. В обоснованных случаях допускается сброс жидких продуктов от предохранительных клапанов направлять в другие сосуды и аппараты.

6.3.1.21 Аварийные задвижки с дистанционным и автоматическим управлением должны иметь также ручной привод.

6.3.1.22 Площадки подогревателей нефти в блочном исполнении, следует ограждать сплошной стеной высотой не менее 0,5 м, а для трубчатых печей типа ПТБ, ПП, печей с промежуточным теплоносителем и других типов печей - бордюрным камнем высотой не менее 0,15 м.

6.3.1.23 Для продувки змеевика печи 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 и спуска конденсата.

6.3.1.24 При соответствующем обосновании допускается принимать вместо одной две печи нагрева нефти с меньшей единичной мощностью, при этом суммарная мощность печей не должна превышать расчетную более чем в 1,5 раза.

При количестве печей три и более следует предусматривать резерв мощности печей для обеспечения подачи нагреваемой среды, в случае выхода из строя одной из печей, в остальные печи.

При проектировании печей необходимо рассматривать экономическую целесообразность:

- использования тепла уходящих газов для обеспечения технологического процесса или использования на собственные нужды;
- использования печей с повышенным КПД от 85 % и более;
- использование частотно-регулируемого привода для подачи воздуха в печь с подключением к АСУ ТП.
- использование теплообменников для подогрева потока на входе в печь за счет остаточного тепла отделенной воды или нефти.

6.3.1.25 Печи нагрева типа ПТБ должны оборудоваться системой автоматического пожаротушения инертным газом или паром.

Для печей с открытым огневым процессом, размещенных на открытых площадках должны быть приняты меры для изолирования от горючей газопаровоздушной среды при авариях на соседних установках.

Техническими решениями по изолированию могут быть: стена высотой не менее 2х метров, паровая завеса, завеса инертного газа или завеса из тонкораспыленной воды.

Необходимо предусматривать противоаварийную автоматическую защиту топочного пространства нагревательных печей и средства автоматической подачи инертного газа или водяного пара в топочное пространство и в змеевики.

6.3.1.26 На открытых площадках печей следует устанавливать датчики, исходя из возможной загазованности их от расположенных вблизи взрывопожароопасных установок. Расстояние установки датчиков от печей не менее 15 м и не более 20 м друг от друга.

Датчики должны выдавать управляющий сигнал для автоматического отсечения подачи топливного газа и отсечения подачи нагреваемого продукта при концентрации горючих веществ 50 % НКПР с включением подачи азота в топочное пространство печи, а также в змеевик печи для обеспечения опорожнения змеевика с автоматическим открытием арматуры дренажа змеевика печи или созданием завесы (паровые/газовые) для предотвращения попадания к нагретым частям печи взрывоопасных газозоудных смесей со стороны технологических установок. Возникновение взрывоопасной среды со стороны технологических установок в направление печи должно приводить к автоматическому срабатыванию сигнализации по месту и на щите оператора (см. 5.37).

6.3.1.27 Для аварийного отключения блоков и печей нагрева (в случае прогара, разрыва трубопровода и др.) на входе и выходе нефти и газа за пределами площадки, но не ближе 10 м от печей нагрева, следует устанавливать запорную арматуру с дистанционным приводом.

6.3.1.28 Наземные аварийные (дренажные) емкости, предназначенные для слива ЛВЖ и ГЖ из печей, следует ограждать несгораемой стеной или земляным валом высотой не менее 0,5 м и располагать на расстоянии не менее 15 м от площадки печей и соответствовать СП 231.1311500.2015 (пункт 7.1.7).

Подземная аварийная (дренажная) емкость должна размещаться на расстоянии не менее 9 м от площадки печей отдельно или совместно с другими дренажными емкостями (на одной площадке).

Для снижения опасности распространения аварии или пожара необходимо обеспечить экстренное, при необходимости, автоматическое опорожнение в специально предназначенные для этой цели аварийные (дренажные) емкости, в резервуары нефтеводяной смеси или в технологические аппараты смежных объектов.

По способу организации аварийного опорожнения необходимо обеспечивать следующие виды слива:

- самотечные,
- опорожнение перекачкой с помощью насоса;
- вытеснение инертными газами.

6.3.1.29 Для опорожнения технологических сосудов, аппаратов, оборудования и трубопроводов следует преимущественно применять самотечную систему опорожнения. Применение принудительной системы допускается при невозможности выполнения

самотечной системы. Решение о необходимости автоматического опорожнения определяется при конкретном проектировании.

Система автоматического опорожнения должна иметь возможность управления из операторной и возможность ручного местного управления.

Объем дренажной емкости принимается из расчета полного слива жидкости из одного наибольшего по объему аппарата.

В случае необходимости установки двух и более дренажных емкостей, оборудованных насосами, допускается суммарный объем емкостей принимать с учетом объема продукта, откачиваемого одним из насосов за время слива аварийного аппарата. После освобождения технологического аппарата необходимо опорожнение дренажных емкостей.

6.3.1.30 Для обеспечения самотечного слива из технологических аппаратов предварительно необходимо осуществить сброс паров и газов из аппаратов в факельную систему.

6.3.1.31 Расстояние от производственных зданий до аварийных (дренажных) емкостей принимается как для технологического оборудования, расположенного вне здания.

6.3.1.32 Аварийные (дренажные) емкости должны размещаться вне габаритных размеров этажерки.

6.3.1.33 Воздух для нужд КиП должен быть осушен до точки росы по влаге, предотвращающей возможность ее выпадения в воздухопроводах.

6.3.1.34 Тепловая изоляция аппаратов, оборудования и трубопроводов должна соответствовать по группе горючести СП 4.13130.

6.3.1.35 При проектировании компрессорных станций воздуха следует руководствоваться положениями, изложенными в 6.2.8.

6.3.1.36 Нормы запасов реагентов и смазочных материалов на расходных складах ЦПС должны приниматься в размере 20-30 суточной потребности, если иное требование не приведено в задании на проектирование. Неснижаемые запасы масла для компрессорных станций должны составлять не менее 50% объема масляных систем установленных компрессоров, включая запас на пополнение системы из расчета 45-дневной потребности.

6.3.1.37 На открытых площадках и сооружениях, расположенных под навесом, необходимо предусматривать ремонтные площадки с въездом автотранспорта или подъезды для автотранспорта с обеспечением возможности монтажа и демонтажа оборудования.

6.3.1.38 Проектирование сооружений подготовки нефти, нефтяного газа и воды необходимо выполнять в соответствии с СП



231.1311500, СП 4.13130, применительно к производственным сооружениям.

6.3.1.39 На технологических установках необходимо предусматривать разводку трубопроводов инертного газа и ресиверы необходимого давления, обеспечивающие потребности оборудования в инертном газе при продувке и испытаниях на плотность. Необходимость проектирования установок получения инертного газа или применение передвижных паровых установок решается в проекте.

В обоснованных случаях (при отсутствии на теплообменной аппаратуре шарниров на крышках люков и др.) допускается осуществлять механизацию ремонтных работ на базе стационарных средств, обеспечивающих снятие крышек и распределительных коробок.

6.3.1.40 Проектирование площадок печей выполнять с учетом проведения ремонтных работ на печах передвижной крановой техники.

6.3.1.41 Компоновка блоков УПН или установок ЦПС должна выполняться из условия обеспечения:

- принятого технологического режима установки;
- минимального количества встречных перекачек;
- свободного доступа к местам обслуживания оборудования, средствам измерений, КИПиА, а также арматуре при их обслуживании и ремонте;
- возможности ведения ремонтных работ с помощью средств механизации;
- требований норм противопожарной безопасности.

6.3.1.42 Сброс паров и газов из аппаратов следует предусматривать в газосборную сеть или на факел.

Сброс нефти с УПН, физико-химические свойства которой не отвечают заданным требованиям, следует предусматривать в сырьевые резервуары.

### **6.3.2 Установка предварительного сброса пластовой воды**

6.3.2.1 Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) должна рассматриваться, как составная часть единого технологического комплекса сооружений по сбору и подготовке нефти, газа и воды.

6.3.2.2 Проектирование УПСВ должно выполняться в соответствии с разделом 5 и 6.3.1.

6.3.2.3 Размещение УПСВ должно обеспечивать максимальную эффективность сбора НГВС и обосновываться технико-экономическими расчетами.

Проектирование УПСВ должно осуществляться по результатам исследовательских работ и разработанных на их основе рекомендаций.

При подготовке технико-экономического расчета по месту размещения УПСВ, рассматривать вариант максимального приближения объекта к центру добычи нефти, а также учитывать снижение энергозатрат за счет уменьшения расстояния перекачки НГВС от скважин до УПН (ЦПС) и возврата воды для закачки в пласт.

6.3.2.4 Технологическая схема процесса должна обеспечивать:

- сепарацию НГВС;
- обезвоживание до содержания воды в нефтеводяной смеси до 5-10% (массовых), для тяжелых и высоковязких нефтей - до 5-20% (массовых), степень обезвоживания определяется исследовательскими работами, выполняемыми специализированными организациями.

6.3.2.5 Процесс предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться при обводненности поступающей продукции скважин не менее 15 – 20% и осуществляться, как правило, без дополнительного нагрева продукции скважин с применением деэмульгаторов, высокоэффективных при умеренных и низких температурах процесса предварительного обезвоживания нефти.

6.3.2.6 Предварительное обезвоживание нефти рекомендуется осуществлять в аппаратах для совместной подготовки нефти и воды. При этом сбрасываемая пластовая вода должна иметь физико-химические свойства, обеспечивающие ее закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды).

Сброс пластовой воды с аппаратов предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться под остаточным давлением, обеспечивающим подачу ее на дегазацию.

При недостижении необходимого качества пластовой воды, следует организовывать очистку пластовой воды в соответствии с 6.3.4.

### **6.3.3 Установка подготовки нефти**

6.3.3.1 Установка подготовки нефти (УПН) является составной частью единого технологического комплекса сооружения по сбору НГВС и подготовке нефти. Как правило, УПН размещается на ЦПС.

6.3.3.2 Разработка технологической схемы установки подготовки нефти должна осуществляться на основании результатов работ специализированной организации (по изучению технологических свойств нефти месторождения, исследованию

реологических свойств нефти и водонефтяных эмульсий, теплехимических исследований по определению параметров процессов предварительного и глубокого обезвоживания и обессоливания нефти, подбору эффективных деэмульгаторов, изучению состава и физико-химических свойств пластовых вод и их стабильности) и разработанных в результате основных технологических параметров (время нахождения в аппарате; температура, расход реагента и др.) процесса подготовки нефти.

6.3.3.3 Разработка проектной документации УПН должна выполняться в соответствии раздела 5 и 6.3.1.

6.3.3.4 Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен обеспечивать физико-химические свойства добываемой нефти после ее подготовки согласно техническому регламенту или иному документу, определяющему физико-химические свойства нефти:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;
- дегазацию и стабилизацию нефти для обеспечения давления насыщенных паров и физико-химических свойств подготовленной нефти;
- очистку нефти от сероводорода и меркаптанов (при необходимости).

6.3.3.5 Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- требуемое качество подготовленной нефти;
- возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- использование тепла НГВС и, по возможности, рекуперацию тепла добытой нефти и тепла дренажных вод;
- прием нефти, физико-химические свойства которой не соответствуют заданным требованиям, и подачу ее на повторную подготовку;
- прием подготовленной нефти в резервуары, в условиях отсутствия возможности передачи для транспортирования нефти в магистральный трубопровод;
- защиту оборудования, трубопроводов и арматуры от коррозии, выпадения гидратов и т.д.;
- измерение количества и физико-химических свойств материальных потоков.

Технологические расчеты, выбор аппаратуры и трубопроводов должны производиться на основе данных материального баланса установки и научных рекомендаций по подготовке нефти, с учетом резерва мощности установки до 20 %.

При размещении технологического оборудования УПН на схеме рекомендуется учитывать последовательность движения потока подготавливаемой нефти согласно технологическому процессу. При расчете материального баланса необходимо учитывать требования 6.3.4.18 и 6.3.9.4.

6.3.3.6 При проектировании УПН должны рассматриваться следующие основные технологические варианты:

- подготовка нефти в газонасыщенном состоянии при перекачках ее через все сооружения УПН за счет энергии пласта, насосов механизированной добычи нефти или дожимных насосных станций;
- подготовка нефти при перекачках ее сырьевыми насосами через все сооружения УПН.

Выбор оптимального варианта должен производиться на основании технико-экономических расчетов.

6.3.3.7 При проектировании УПН должны предусматриваться следующие мероприятия по сохранению тепла продукции и уменьшению его расхода:

- теплоизоляция труб, аппаратов и арматуры;
- поддержание температуры материальных потоков с помощью обогрева оборудования, трубопроводов и арматуры (необходимость использования рассматривается индивидуально для каждого проекта);
- преимущественное применение «холодных методов» деэмульгации нефти с использованием реагентов-деэмульгаторов.

6.3.3.8 Для нагрева тяжелых нефтей и нефтяных эмульсий рекомендуется применение нагревателей с промежуточным теплоносителем.

6.3.3.9 Пресная вода для обессоливания нефти должна быть химически совместимой с пластовой водой.

6.3.3.10 Для осуществления аналитического контроля физико-химических свойств нефти, газа и воды необходимо предусматривать установку пробоотборных устройств на всех ступенях подготовки.

Пробы для определения физико-химических свойств нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517. Отбор проб попутного нефтяного газа выполняют в соответствии с ГОСТ 31370.

6.3.3.11 Электродегидраторы должны оснащаться надежным ограждением для защиты персонала от высокого напряжения. Устройство ограждения и меры безопасности должны соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [11] и Правилам устройства электроустановок [21].

6.3.3.12 Площадки печей и блоков нагрева нефти следует ограждать в соответствии с 6.3.1.20.

6.3.3.13 Проектирование печей нагрева следует выполнять в соответствии с 6.3.1.

6.3.3.14 Проектирование экстренного (аварийного) опорожнения дренажных емкостей следует осуществлять в соответствии с 6.3.1.

6.3.3.15 Требования к воздуху для нужд КИПиА необходимо выполнять в соответствии с 6.3.1.33.

#### **6.3.4 Установка подготовки пластовой воды**

6.3.4.1 Установка подготовки пластовой воды является составной частью единого технологического комплекса сооружений по подготовке НГВС.

6.3.4.2 На площадках УПН и УПСВ должна производиться совместная очистка пластовых и производственно-дождевых сточных вод при условии их совместимости.

6.3.4.3 Разработка технологической схемы установки подготовки пластовой воды должна осуществляться на основании результатов исследовательских работ выполняемых специализированными организациями.

Результаты исследовательских работ должны включать:

- состав и физико-химические свойства вод;
- стабильность и химическую совместимость вод;
- начальное и конечное содержание в воде нефти и механических примесей;
- состав и количество водорастворенных газов;
- величину коррозионной активности воды;
- рекомендации по технологии подготовки пластовых и сточных вод (совместная очистка пластовых и производственно-дождевых сточных вод или раздельная);
- рекомендации по выбору ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложений, нейтрализаторов сероводорода и кислорода;
- рекомендации по местам установки образцов-свидетелей коррозии;
- прогноз количества нефтешлама, образующегося в аппаратах при водоподготовке.

6.3.4.4 Подготовка пластовых, производственно-дождевых сточных вод для закачки их в продуктивные или поглощающие горизонты сводится к удалению из них нефти, газа, механических примесей и железа, а также снижению коррозионной активности воды.

6.3.4.5 В зависимости от требований, предъявляемых к физико-химическим свойствам воды для её очистки, применяются различные методы:

- отстаивание,
- фильтрование,
- флотация и др.

Физико-химические свойства закачиваемой в пласт воды определяются техническим проектом на разработку месторождения нефти с учетом геолого-физических-характеристик продуктивных пластов.

6.3.4.6 В качестве сооружений для совместной очистки пластовых и производственно-дождевых сточных вод рекомендуется применять напорные полые и полочные отстойники, напорные отстойники с коалесцирующей загрузкой, резервуары-отстойники, резервуары-отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром (слоем нефти), напорные и безнапорные фильтры и флотаторы, гидроциклоны и другие сооружения, разработанные специализированными организациями по результатам исследовательских работ.

Возможные показатели эффективности работы отдельного оборудования приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Эффективность работы отдельного оборудования установки подготовки пластовой воды

Сооружение	Режим работы	Содержание в исходной воде, мг/л		Содержание в очищенной воде, мг/л	
		нефти	механических примесей	нефти	механических примесей
Мультигидроциклон	—	3000	150	50	15
Резервуар-отстойник	T = 8-16 ч, приточный режим	1000	200	Менее 50	30-40
Резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром	T = 16-24 ч	5000	300	25-40	20-35
Напорный полый отстойник	T = 2 ч	1000	100	30-50	25-40
Напорный полочный отстойник	T = 1 ч	1000	100	Менее 20	Менее 20
Отстойник с коалесцирующей загрузкой	T = 1,5-2,0 ч	2000	70	10-20	10-15
Флотатор	T = 20 мин	200	100	30-50	30-40

Сооружение	Режим работы	Содержание в исходной воде, мг/л		Содержание в очищенной воде, мг/л	
		нефти	механических примесей	нефти	механических примесей
Флотатор-дегазатор	T = 20 мин	200	20	25	15
Буфер-дегазатор	T=20-40мин.	50	40	25	20
Фильтр кварцевый	C = 5 м/ч размер частиц песка 0,5-1,2 мм	50	40	5-10	5-10
T – Продолжительность процесса. C – скорость фильтрования.					

6.3.4.7 Технологические расчеты, выбор аппаратуры и трубопроводов должны производиться на основе данных материального баланса установки и рекомендаций по подготовке воды, с учетом резерва мощности установки до 15 %.

Резерв емкостного оборудования предусматривается в соответствии с 5.13.

6.3.4.8 Компоновка технологического оборудования на открытых площадках должна выполняться в соответствии с 6.3.1.

6.3.4.9 Для отключения аппаратов при их выводе на ремонт необходимо предусматривать установку заглушек поворотных.

6.3.4.10 При очистке пластовых вод в аппаратах с избыточным давлением следует предусматривать их дегазацию, исключаящую выделение углеводородного и сероводородного газа в помещениях насосных станций.

Дегазатор следует совмещать с буферной емкостью насосной станции.

6.3.4.11 Сброс выделившегося газа следует производить на факел низкого давления или при соответствующем обосновании на свечу рассеивания.

6.3.4.12 Для флотационной очистки пластовых сточных вод в первую очередь следует использовать растворенные в воде газы и только при недостаточном их объеме (менее 15-20 л/м<sup>3</sup>) предусматривать искусственное насыщение воды газом. Для процесса флотации могут быть использованы инертный или нефтяной бессернистый газ.

6.3.4.13 Для доочистки воды фильтрованием следует применять, как правило, напорные фильтры с однослойными и двухслойными загрузками. В качестве загрузки фильтра следует

использовать кварцевый песок, антрацитовую или мраморную крошку, дробленый керамзит и др.

6.3.4.14 Промывка фильтров должна осуществляться очищенной или неочищенной сточной водой с подогревом или без него, в зависимости от местных условий.

6.3.4.15 При промывке фильтров холодной водой должны предусматриваться периодические пропарки загрузки фильтра передвижными паровыми установками или от котельной.

6.3.4.16 На фильтровальных станциях по очистке пластовых и сточных вод необходимо предусматривать специальное устройство для периодической догрузки и полной замены фильтрующего материала. Емкость склада для загрузочного материала должна составлять не менее 0,5 объема загрузки фильтров станции при замене его в фильтрах через 1-2 года.

6.3.4.17 Регенерацию отработанного песка следует производить с помощью ПАВ в сочетании с пропаркой острым паром.

6.3.4.18 Уловленную обводненную нефть следует возвращать в технологический процесс подготовки нефти.

6.3.4.19 Для очистки пластовых, производственно-дождевых вод методом динамического отстаивания принимаются вертикальные резервуары.

Условия применения резервуаров приведены в таблице 3.

Таблица 3 — Условия применения резервуаров для очистки сточных вод

Условие	Показатель
Содержание нефти в воде, поступающей на очистку, мг/л, не более	1000
Кратковременно (в сумме не более 2-х часов в сутки) допустимо содержание нефтепродуктов в поступающей воде, %, не более	1
Содержание твердых механических примесей в воде, поступающей на очистку, мг/л, не более	200
Содержание нефтепродуктов в очищенной воде, мг/л, не более	50
Содержание твердых механических примесей в очищенной воде, мг/л, не более	40

6.3.4.20 Подачу сточных вод в резервуар необходимо предусматривать через специальное устройство, позволяющее обеспечить равномерное распределение потока.



6.3.4.21 Поддержание температуры в резервуаре может осуществляться, подачей теплоносителя в подогреватель (змеевик) либо греющими кабелями и наличием теплоизоляции. Решение о необходимости подогрева и наличия тепловой изоляции принимается с учетом рекомендаций о поддержании определенного температурного режима при подготовке пластовой воды по результатам исследований специализированной организации.

6.3.4.22 Для соблюдения технологических режимов очистки пластовой и производственно-дождевой сточной воды в резервуаре необходимо предусматривать:

- контроль уровня жидкости с выводом показаний в операторную;
- контроль уровня раздела фаз «нефть-жидкость» с выводом показаний в операторную;
- сигнализацию минимального и максимального уровней в операторную;
- контроль температуры жидкости с индикацией по месту и с сигнализацией минимальной температуры в операторную (при необходимости с учетом 6.3.4.21);
- контроль давления газового пространства.

6.3.4.23 Осадок, выпавший на очистных сооружениях, следует отводить в шламовый амбар или на гидроциклоны, а воду возвращать на очистные сооружения.

6.3.4.24 Шламовый амбар необходимо проектировать секциями, имеющими земляное обвалование, или выполненными из железобетонных конструкций.

6.3.4.25 Полезная площадь шламового амбара  $F$ ,  $\text{м}^2$ , определяется по формуле 6.1

$$F = \frac{w(100 - 95) \times \Pi \times 365}{(100 - 70)h}; \quad (6.1)$$

где  $W$  - суммарное количество осадков,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  
95 - влажность поступающего осадка, %;  
70 - средний процент влажности осадка в накопителе;  
 $\Pi$  - продолжительность накопления осадка в годах (1 — 2 года);

$h$  - высота слоя осадка, принимается равной 1 — 1,5 м.

Полная высота оградительных и распределительных валов земляных емкостей принимается равной 2 — 2,5 м ширина валов по верху не менее 1,5 м.

6.3.4.26 Подачу осадков в шламовый амбар, как правило, следует предусматривать по напорным трубопроводам с распределением по каждой секции лотками или гибкими шлангами.

6.3.4.27 В дне и боковых откосах шламовых амбаров (земляных емкостей) следует предусматривать противофильтрационный экран.

6.3.4.28 По мере накопления шлама в шламовом амбаре необходимо осуществлять одно из следующих мероприятий:

- обезвреживание, включая сжигание (при наличии лицензии на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности);
- транспортирование отходов на объекты размещения отходов, внесенные в государственный реестр объектов размещения отходов, в соответствии с требованиями, правилами и нормативами, разработанными и утвержденными федеральными органами исполнительной власти в области обращения с отходами;
- утилизация, в том числе на собственные нужды (при наличии лицензии на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности).

### **6.3.5 Установка подготовки попутного нефтяного газа**

6.3.5.1 В зависимости от направления использования попутного нефтяного газа и условий его транспортирования до потребителей рекомендуется применять следующие способы подготовки газа:

- сепарационная подготовка газа по ступеням сепарации;
- очистка от мехпримесей и капельной жидкости;
- низкотемпературная сепарация;
- низкотемпературная конденсация (НТК, ПХУ, турбодетандер);
- осушка газа от влаги адсорбционным способом;
- осушка газа от влаги абсорбционным способом;
- мембранная технология;
- технология по очистке газа от сероводорода и углекислого газа.

Целесообразность и выбор метода осушки газа от влаги, тяжелых углеводородов и вредных примесей определяется в каждом конкретном случае результатом технико-экономических расчетов, в зависимости от назначения:

- собственные технологические нужды;
- закачка газа в пласт;
- межпромысловая перекачка;
- топливный газ для газотурбинных и газопоршневых приводов компрессоров и электростанций;
- поставки газа потребителям ;
- поставка газа в единую систему газоснабжения.

6.3.5.2 Осушка газа от воды может производиться методом адсорбции или абсорбции. Подготовка попутного нефтяного газа может осуществляться с использованием мембранных технологий обеспечивающих осушку газа от воды и тяжёлых углеводородов, а также очистку от вредных примесей (серосодержащих соединений,  $\text{CO}_2$ ).

6.3.5.3 При бескомпрессорной перекачке смеси газов первой и концевых ступеней сепарации технологическая схема их подготовки должна предусматривать:

- при перекачке газа в двухфазном состоянии и в условиях, приводящих к образованию кристаллогидратов, компримирование газов концевых ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации и совместную осушку газов первой и концевых ступеней сепарации от влаги абсорбционным способом;
- при перекачке газа в однофазном состоянии компримирование газов концевых ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации, его осушку от влаги или извлечение из газа первой ступени или смеси газов первой и концевых ступеней сепарации тяжёлых углеводородов способом НТК с впрыском гликоля.

Извлечение тяжёлых углеводородов способом НТС или НТК из газов первой ступени или из смеси газов первой и концевых ступеней сепарации следует предусматривать лишь в тех случаях, когда подготовка газа другими способами не обеспечивает возможность транспортирования газа в однофазном состоянии и подтверждается технико-экономическими расчетами.

6.3.5.4 При подготовке газа для закачки в пласт температура гидратообразования осушенного газа должна быть не менее чем на 5 °С ниже минимальной расчетной температуры газа в процессе его транспортирования и закачки при давлении процесса.

6.3.5.5 Перекачка неосушенного газа в однофазном состоянии возможно при использовании газа на собственные нужды предприятия (на производство электроэнергии, на котельную, на технологические печи, на приводы насосов и компрессоров и другие технологические нужды), без передачи в систему магистрального транспорта.

6.3.5.6 Перекачка и использование неосушенного газа требует обеспечения условий сохранения газа в однофазном состоянии, что должно обеспечиваться поддержанием температуры и давления в системе транспорта или закачкой ингибитора гидратообразования.

6.3.5.7 Выделившийся при подготовке газа углеводородный конденсат следует направлять или в подготовленную нефть, если это не приводит к увеличению давления насыщенных паров нефти сверх

установленного по ГОСТ Р 51858, или в нефть перед первой ступенью сепарации.

Возможность подачи в нефть перед первой ступенью сепарации углеводородного конденсата, полученного в процессе подготовки газа при его компрессорной перекачке, должна определяться технико-экономическими расчетами.

**6.3.5.8** При проектировании установки подготовки попутного нефтяного газа необходимо руководствоваться следующими основными положениями:

- установки осушки газа должны, как правило, быть в блочно-комплектном исполнении, поставляться отдельными модулями, или комплектоваться из технологических узлов в блочном исполнении;
- осушенный попутный нефтяной газ, поставляемый в систему магистральных газопроводов, должен удовлетворять требованиям технического регламента.

**6.3.5.9** Параметры процесса осушки газа принимаются в зависимости от принятой технологии осушки газа и технологического оборудования.

**6.3.5.10** Потери осушителя (гликоля) устанавливаются проектной документацией или разработчиком оборудования осушки газа. Температура регенерации осушителя должна поддерживаться в соответствии с рекомендациями, указанными в паспорте осушителя (абсорбента).

**6.3.5.11** Установки НТК следует проектировать, руководствуясь разделом 5 и 6.3.1.

**6.3.5.12** Для месторождений нефти, расположенных в районах многолетнемерзлых грунтов, охлаждение газа, поступающего в магистральный газопровод подземной прокладки, необходимо обеспечивать до температуры, не превышающей температуру грунта, в целях сохранения естественного состояния грунта.

**6.3.5.13** Проектирование компрессорных станций рекомендуется выполнять в соответствии с 6.3.13.

**6.3.5.14** При проектировании технологических схем подготовки попутного нефтяного газа, в которых происходит его нагрев (принудительно или за счет сжатия) и охлаждение, необходимо проводить пинч-анализ, направленный на увеличение теплообмена между охлаждаемым продуктом и нагреваемым сырьем.

### **6.3.6 Резервуары нефтегазоводяной смеси**

**6.3.6.1** Резервуары НГВС предусматриваются:

- в качестве сырьевых для обеспечения установок подготовки нефти;

- в качестве технологических резервуаров для процесса предварительного сброса пластовой воды в соответствии с подтверждением технико-экономическим расчетом;

- для приема нефти, не отвечающей требованиям технического регламента.

При использовании резервуарного парка одновременно для нужд ЦПС (УПН) и головных сооружений магистрального транспорта, суммарный объем резервуарных емкостей должен определяться с учетом совмещенного графика их работы.

В качестве резервуарных емкостей следует предусматривать стальные резервуары типа РВС.

6.3.6.2 Проектирование резервуаров НГВС следует выполнять согласно 6.3.7 с учетом нижеприведенных особенностей.

6.3.6.3 Для эффективного осуществления предварительного сброса пластовой воды с получением пластовой воды, снижения технологических потерь легких углеводородов необходимо оснащать резервуары внутренними устройствами распределительной системы ввода нефтеводяной смеси в резервуар, а также устройствами организации спокойного отбора нефти, исключая перемешивание и захват газовой фазы при откачке резервуаров.

6.3.6.4 При проектировании РВС при соответствующем технико-экономическом обосновании в зависимости от климатических условий необходимо предусматривать теплоизоляцию. При необходимости подогрева – использовать избыточное тепло от технологического процесса или тепло от котельных в качестве альтернативы электрообогреву.

### **6.3.7 Резервуары добытой нефти**

6.3.7.1 Резервуары добытой нефти (товарные резервуары) предусматриваются для приема и хранения подготовленной нефти в объеме суточной производительности УПН по нефти или в соответствии с ТУ на подключение к системе магистральных нефтепроводов.

6.3.7.2 Разработка проектной документации резервуарных парков должна выполняться в соответствии с разделом 5, а также Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности [11], [22], СП 4.13130, СП 155.13130, ГОСТ 31385.

6.3.7.3 Тип резервуара устанавливается проектом. Вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей для хранения нефти оснащаются системами сокращения выбросов в атмосферу (ССВ: плавающими крышами, понтонами либо оборудуются газоуравнительными системами или системами улавливания легких фракций).

Газоуровнительную систему рекомендуется применять при совпадении опорожнения одного резервуара (резервуаров) и наполнения другого резервуара (резервуаров), что обеспечивает сокращение испарения углеводородов с поверхности нефти в резервуарах.

6.3.7.4 Конструкция резервуара, его характеристики и состав оборудования должны соответствовать ГОСТ 31385. Конструкция резервуара и устанавливаемое на нем оборудование, арматура, средства измерений и КИПиА должны обеспечивать безопасную эксплуатацию резервуаров при:

- наполнении, хранении и опорожнении;
- зачистке и ремонте;
- отстое и удалении подтоварной воды;
- отборе проб;
- измерении уровня, температуры, давления.

6.3.7.5 На резервуарах должно быть предусмотрено следующее оборудование:

- системы контроля и управления резервуаром, в том числе:
  - а) измеритель уровня в резервуаре с дистанционной передачей показаний; многоточечный датчик средней температуры нефти в резервуаре (при необходимости);
  - б) датчик (термометр) для измерения температуры нефти в пристенном слое;
  - в) сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня;
  - г) пожарные извещатели, при наличии системы автоматического пожаротушения;
- система пожаротушения;
- системы охлаждения резервуара;
- защита резервуара от коррозии;
- система сокращения выбросов в атмосферу.

6.3.7.6 Количество резервуаров должно определяться с учетом коэффициентов использования емкости резервуара по отношению к объему резервуара по строительному номиналу.

6.3.7.7 В проектной документации разрабатывается опросный лист с указанием характеристики резервуара, технологических и климатических данных, сейсмичности и типа фундамента. Приводится эскиз резервуара с показом размещения люков, патрубков, положения системы размыва, КИПиА, пробоотборного устройства, сифонного крана, дыхательных и предохранительных клапанов, вентиляционных патрубков, систем пожаротушения и систем охлаждения, типа лестницы, положения площадок обслуживания. Указываются требования к устройству крепления изоляции в соответствии с

проектными решениями по теплоизоляции. Приводится высотное размещение люков, патрубков и КИПиА.

В опросном листе указывается метод изготовления резервуаров (полистовое или рулонное исполнение) согласно ГОСТ 31385.

6.3.7.8 Необходимость обогрева и наличие тепловой изоляции резервуара определяется проектом.

6.3.7.9 Компоновка резервуаров, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами, а также устройство обвалования с лестничными переходами должны соответствовать СП 155.13130 и СП 4.13130.

6.3.7.10 Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, должна быть установлена с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси. При этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85 % от их суммарной проектной пропускной способности.

6.3.7.11 Для минимизации процесса перемешивания нефти, сопровождающегося образованием паровоздушной смеси и статического электричества при заполнении резервуара, а также для организации отбора нефти без перемешивания и захвата паровоздушной смеси из резервуара при откачке резервуаров, необходимо предусматривать успокоительные устройства на внутренних подводящих и отводящих трубопроводах.

6.3.7.12 Подключение РВС к трубопроводам должно выполняться через фланцевые соединения с задвижками для обеспечения возможности установки заглушек при выводе РВС в ремонт. Остальные соединения трубопроводов внутри каре резервуаров должны выполняться на сварке в соответствии с СП 4.13330.

6.3.7.13 Трубная обвязка резервуара должна подвергаться расчету на прочность с учетом внутреннего давления, всех действующих нагрузок и учетом допустимой осадки резервуара в процессе его эксплуатации. Для компенсации и уменьшения нагрузок на патрубки резервуара, до значений не превышающих допустимые и указанные заводом изготовителем, трубопроводная обвязка должны предусматривать компенсирующие устройства (пружинные опоры; система компенсации нагрузок на резервуар (СКНР); сильфонные компенсаторы).

6.3.7.14 Узлы с задвижками переключения резервуаров следует располагать с внешней стороны обвалования резервуаров.

6.3.7.15 При оснащении резервуаров газоуравнительной системой на трубопроводе газоуравнительной системы следует предусматривать детонационнотойкий огнепреградитель.

6.3.7.16 Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние группы резервуаров и их обвалования.

6.3.7.17 Для продувки трубопроводов резервуарного парка инертным газом или паром в начальных и конечных точках трубопровода предусматриваются штуцеры с арматурой и заглушкой.

6.3.7.18 Резервуарные парки оснащаются датчиками дозврывоопасных концентраций.

6.3.7.19 Для исключения проникновения нефтепродукта в грунт каре обвалования резервуарного парка обустраивается противофильтрационным экраном или оборудуется бетонным покрытием или песчано-цементным покрытием.

6.3.7.20 Средства контроля и автоматической противоаварийной защиты резервуарных парков должны соответствовать СП 231.1311500.

6.3.7.21 При размещении резервуаров на возвышенных участках местности по отношению к населенным пунктам, железнодорожным путям, смежным предприятиям и водоемам необходимо предусматривать мероприятия, исключающие возможность разлива нефти при аварии на территорию населенного пункта или предприятия, на пути железных дорог общей сети или в водоем.

6.3.7.22 В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, должны быть предусмотрены заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов резервуарного парка не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары.

6.3.7.23 Освещение резервуарных парков осуществляется энергосберегающими прожекторами, выбор типа и параметров прожекторов производится на основе технико-экономического обоснования. Необходимость применения взрывозащищенного исполнения определяется проектом. Прожекторные мачты устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от стенки крайнего резервуара, вне обвалования или ограждающих стен. Рекомендуется прожекторные мачты применять с молниеприемниками.

6.3.7.24 В проекте предусматривается нанесение на наружную поверхность стенки резервуара надписей «Огнеопасно» и номера резервуара.

### **6.3.8 Резервуары пластовой воды**

6.3.8.1 На площадке очистных сооружений пластовых, производственно-дождевых сточных вод следует предусматривать



аварийную емкость (резервуары-накопители), рассчитанную на прием пластовых и сточных вод на время ликвидации аварии на трубопроводах, транспортирующих воды на кустовые насосные станции, или остановки одной из этих КНС.

6.3.8.2 Аварийный резервуар (емкость) может не предусматриваться или приниматься меньшего объема, когда по результатам технико-экономических расчетов в аварийных ситуациях возможна перекачка пластовых и сточных вод в резервуары НГВС, ближайшую КНС или систему поглощения.

Допускается применение резервуара пластовой воды для очистки сточных вод.

6.3.8.3 Проектирование резервуаров пластовой воды следует выполнять согласно 6.3.7, с учетом специфики оснащения резервуаров пластовой воды внутренними устройствами вывода уловленной нефти вместо системы удаления подтоварной воды, требований по пожаротушению только при наличии пожароопасной среды.

### **6.3.9 Насосная перекачки нефтегазоводяной смеси**

6.3.9.1 Нефтенасосные станции перекачки НГВС в зависимости от своего назначения предусматриваются:

- для технологических перекачек на установках подготовки нефти;
- для внутрирезервуарных перекачек продукции;
- для перекачек некондиционной нефти.

6.3.9.2 Защита насосов от кавитации должна предусматриваться согласно 6.3.10.7.

6.3.9.3 Насосные перекачки НГВС предусматриваются при технологической необходимости в технологической схеме сооружений по подготовки нефти после блоков сепарации нефти, а также нефти после блока подготовки для возможности подачи на установку очистки от сероводорода и меркаптанов.

6.3.9.4 Производительность рабочих насосов для перекачки некондиционной нефти следует принимать равной 25 % от суточного объема, поступающего в сырьевые резервуары УПН.

6.3.9.5 Устройство насосной перекачки НГВС следует выполнять в соответствии с 6.3.10.

6.3.9.6 При проектировании насосных перекачки НГВС, возможно, размещение насосов в блок-боксах в габаритах железнодорожного транспорта.

6.3.9.7 Возможно размещение коллекторов в машинном зале при условии установки арматуры аварийного отключения насосной вне помещения насосной на расстоянии от 3 до 50 м от стен насосной или оборудования наружного размещения.

### **6.3.10 Насосная перекачки добытой нефти**

6.3.10.1 Насосные станции предусматриваются для откачки добытой нефти с установок подготовки нефти.

6.3.10.2 В насосной добытой нефти могут также размещаться насосы внутрипарковой перекачки из резервуара в резервуар и откачки некондиционной нефти, насосы откачки пластовой воды. Для исключения превышения площади пола помещения насосной 300 м<sup>2</sup> и устройства автоматической системы пожаротушения рекомендуется насосы внутрипарковой перекачки и насосы откачки пластовой воды размещать в отдельном помещении, отделенном от машинного зала насосов перекачки подготовленной нефти противопожарной стеной без проемов в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009 (приложение А.2).

6.3.10.3 Разработка проектной документации насосной перекачки добытой нефти должна выполняться с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [11], а так же в соответствии с разделом 5 и 6.3.1.

6.3.10.4 Насосные станции разрабатываются для изготовления и поставки блочными, автоматизированными, полной заводской готовности, так и для строительства в составе производственных корпусов.

6.3.10.5 Заказная документация должна включать принципиальную технологическую схему насосной и монтажно-технологический эскиз, на котором показывается размещение направления выхода коллекторов, размещение арматуры и оборудования.

6.3.10.6 Выбор типа и числа насосов производится в зависимости от физико-химических свойств нефти и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности и режима перекачки).

В зависимости от типа насосов опросные листы на насосы должны предусматривать необходимость оснащения насосов следующими КИПиА:

- датчиками температуры подшипников, с выводом информации по температуре и подающими сигнализацию и автоматически отключающими насосные агрегаты при достижении критической температуры на подшипниках;
- датчиками (преобразователями) давления для контроля давления на всасывающем и напорном трубопроводах насосов с выводом информации по давлению и сигнализации на АРМ оператора и автоматического отключения при превышении допустимых параметров.

Электродвигатели насосов также снабжаются датчиками температуры подшипников, если таковые предусмотрены конструкцией завода изготовителя.

Показания приборов должны передаваться в операторную. Параметры работы насосов должны регулироваться, как в ручном, так и в автоматическом режиме.

6.3.10.7 Оснащение насосных агрегатов системами контроля и защиты от превышения допустимых уровней вибрации и осевого смещения вала насосов определяется при проектировании на основании рекомендаций по эксплуатации завода-изготовителя насоса.

Информация о состоянии вибрации и осевого смещения вала должна передаваться на АРМ оператора, а также на щит в машинном зале (при его наличии).

В опросных листах на насосы должна предусматриваться величина максимального допустимого кавитационного запаса насоса, с учетом превышения подпора на всасывающем патрубке насоса заданного допускаемого кавитационного запаса.

6.3.10.8 Производительность рабочих насосных агрегатов определяется по максимальному количеству нефти, поступающей на насосную станцию.

Суммарная производительность насосов должна приниматься из расчета работы в течение 23 часов в сутки.

6.3.10.9 Количество резервных насосных агрегатов следует определять в соответствии 5.13.

6.3.10.10 Для регулирования производительности насосных агрегатов, работающих в постоянном режиме рекомендуется применение частотно-регулируемого привода (ЧРП) с подключением к АСУ ТП и выводом управления на пульт оператора. Применение частотно-регулируемого привода (ЧРП) должно иметь технико-экономическое обоснование.

6.3.10.11 Трубопроводы обвязки насосов должны обеспечивать равномерное распределение перекачиваемой нефти на всасывании, иметь минимальную протяженность и гидравлическое сопротивление, исключать образование во всасывающих трубопроводах газовых мешков.

6.3.10.12 Насосы должны оснащаться блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу при отсутствии перекачиваемой жидкости в корпусе насоса.

6.3.10.13 Всасывающие трубопроводы насосов могут оснащаться фильтрами и средствами контроля, обеспечивающими местный или дистанционный контроль загрязнения фильтров. Необходимость установки фильтров определяется проектом.

6.3.10.14 Отключающую арматуру всасывающего и напорного трубопровода насоса необходимо размещать в машинном зале. В случае отклонения параметров работы насоса от режимных должно выполняться автоматическое отключение насоса, срабатывание сигнализация и закрытие электроприводных задвижек.

6.3.10.15 На напорных трубопроводах насосов необходимо устанавливать обратные клапаны.

6.3.10.16 Всасывающий и напорный коллекторы размещаются вне машинного зала и оснащаются арматурой с дистанционным приводом, управляемой автоматически либо непосредственно оператором.

6.3.10.17 Трубопроводы для заполнения и опорожнения насосов должны подключаться к дренажной емкости, расположенной за пределами помещения насосной.

6.3.10.18 Дренажная емкость насосной должна быть оснащена воздушником с огнепреградителем.

6.3.10.19 При наличии маслосистемы масляные блоки насосных агрегатов размещаются в помещении машинного зала. Воздушные холодильники охлаждения масла и емкости масла – на наружной площадке и оборудуются обогревом.

6.3.10.20 Маслосистема насосных агрегатов должна обеспечивать возможность подачи смазки к подшипникам и уплотнениям в случае остановки насоса и электродвигателя на время выбега ротора до его полной остановки.

6.3.10.21 Пол насосной должен иметь уклон 0,003 в сторону трапа. Линия канализации трапа должна иметь надежный гидрозатвор и подключаться к дренажной емкости.

6.3.10.22 Сбор утечек нефти от уплотнений насосов необходимо направлять в дренажную емкость опорожнения насосов.

6.3.10.23 В случае размещения насосных агрегатов под навесами, площадь защитных боковых ограждений рекомендуется не более 50% общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части перекрытия или покрытия насосной) и определяется в проекте с учетом розы ветров, степени занесения снегом и т.д.

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

6.3.10.25 Для проведения монтажных и ремонтных работ в насосных необходимо предусматривать ворота, размещаемые по осям насосных агрегатов и около ремонтной площадки.

6.3.10.26 Прокладка электрических кабелей, АСУ ТП, систем освещения и вентиляционных систем не должны перекрывать

проходы, места монтажа и выкатки агрегатов, а также зоны работы грузоподъемных механизмов.

6.3.10.27 Высоковольтные двигатели должны быть оснащены устройствами плавного пуска при определении расчетом невозможности осуществления прямого пуска, если не предусмотрен частотно-регулируемый привод.

6.3.10.28 В насосных, размещаемых в закрытых зданиях и под навесами, следует использовать стационарные ручные подвесные либо мостовые краны, монорельсы, исполнение которых должно соответствовать категории взрывоопасности помещения, с грузоподъемностью, рассчитанной на массу наиболее тяжелого узла агрегата. При необходимости грузоподъемные устройства оснащаются площадками обслуживания. Для малогабаритного насосного оборудования грузоподъемность крана необходимо принимать по массе агрегата.

6.3.10.29 Для удобства демонтажа и монтажа насосных агрегатов рекомендуется предусматривать съемные выкатные устройства. Габариты ворот должны обеспечивать возможность монтажа и демонтажа агрегатов без разборки. Устройство фундаментов и система установки фундаментных болтов должны обеспечивать возможность демонтажа (монтажа) фундаментных болтов.

6.3.10.30 Межфланцевые заглушки-кольца для отключения оборудования должны входить в объем поставки.

### **6.3.11 Насосная перекачки пластовых и сточных вод**

6.3.11.1 Насосные станции предназначены для перекачки как неочищенных, так и очищенных пластовых, производственных и дождевых сточных вод.

Насосные станции должны проектироваться блочными, автоматизированными, заводского изготовления. Компонировки насосных станций различного назначения решаются проектом.

6.3.11.2 Выбор типа и числа насосов производится в зависимости от физико-химических свойств жидкости и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности, наличия газа и режима перекачки). Защита насосов от кавитации должна предусматриваться согласно 6.3.10.7.

Производительность насосных агрегатов выбирается согласно 6.3.10.8.

6.3.11.3 В насосной следует предусматривать сбор утечек от уплотнения насосов в дренажную емкость опорожнения насосов или в самотечную сеть производственно-дождевой канализации. Подключение к наружным сетям или к емкости должно осуществляться через гидрозатвор.

6.3.11.4 Устройство насосной перекачки пластовых и сточных вод при наличии взрывопожарной среды должно выполняться в соответствии с 6.3.10. Положения 6.3.10.21 применимы для перекачки неочищенных пластовых вод.

### **6.3.12 Системы измерения количества и параметров нефти и газа**

6.3.12.1 Системы измерения количества и параметров нефти и попутного нефтяного газа (системы измерений) – техническое устройство, представляющее собою совокупность функционально объединенных средств измерений (СИ), предназначенных для измерения количественных значений параметров нефти, систем обработки информации и технологического оборудования. Системы измерений предназначены для автоматизированного измерения, определения, отображения (индикации), сбора, регистрации и архивирования результатов измерений.

6.3.12.2 Результаты измерений, полученные с систем измерений, используется для формирования отчетных документов составляемых при добыче, транспортировке, переработки, хранении и потреблении измеряемой среды.

6.3.12.3 СИКН – система измерений количества и параметров нефти, соответствующая ГОСТ Р 51858 и ГОСТ 31378 и предназначенная для:

- измерения количественных значений параметров нефти с целью определения массы нетто нефти методом прямых или косвенных динамических измерений;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

6.3.12.4 СИКНС – система измерений количества и параметров НГВС, предназначенная для:

- измерений количественных значений параметров НГВС с целью определения массы НГВС методом прямых или косвенных измерений;
- определения массы нетто нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

6.3.12.5 Системы СИКН и СИКНС, предназначенные для измерений в сферах государственного регулирования, должны соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

6.3.12.6 Порядок осуществления учета нефтегазоводяной смеси, подготовленной нефти, а также фактических потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа,

установлен Постановлением Правительства Российской Федерации [4].

6.3.12.7 Состав СИКН, технические и метрологические характеристики СИ, оборудования и системы обработки информации, входящие в СИКН, должны соответствовать Государственной системе обеспечения единства измерений [23], [24], входящих в СИКНС – [25]. Необходимые расчеты и выбор технологического оборудования, СИ и материалов осуществляется на стадии разработки технического задания.

6.3.12.8 Структура СИКН иСИКНС:

- основной состав технологической части:
  - а) блок измерительных линий;
  - б) блок измерения качества;
  - в) пробозаборное устройство.
- в состав технологической части могут входить также:
  - а) блок фильтров ;
  - б) поверочная установка;
  - в) узел регулирования давления;
  - г) узел регулирования расхода через поверочную установку;
  - д) узел подключения передвижной поверочной усьановки;
  - е) технологические и дренажные трубопроводы;
  - ж) дренажные емкости учтённой и неучтённой нефти.

6.3.12.9 Технические характеристики выбранного оборудования, а также технические и метрологические характеристики СИ должны обеспечивать необходимую точность измерений при заданных технологических режимах работы СИКН (СИКНС) и характеристиках нефти.

6.3.12.10 При выборе места установки преобразователей расхода на измерительном трубопроводе должны быть соблюдены требования заводов-изготовителей к длинам прямых участков, указанные в эксплуатационной документации.

6.3.12.11 Система сбора и обработки информации обеспечивает автоматизированное выполнение функции сбора, обработки, отображения, регистрации информации по учету нефти и управление режимами работы СИКН (СИКНС).

6.3.12.12 Диаметры входного и выходного коллекторов должны быть определены проектом на максимальный расход нефти через СИКН (СИКНС) с учетом допускаемой скорости потока (не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов, не более 4 м/с для промысловых нефтепроводов). В любом случае, диаметр входного и выходного коллекторов СИКН (СИКНС) должен быть не менее диаметра магистрального, промыслового или технологического нефтепровода при условии отсутствия на данном участке нефтепровода подключений от других источников.

6.3.12.13 Техническое задание и проект на СИКН (СИКНС), используемые в сферах государственного регулирования, подлежат метрологической экспертизе в аккредитованных на данный вид деятельности органах в установленном порядке.

6.3.12.14 Система измерений количества и параметров попутного нефтяного газа (СИКГ) – совокупность функционально объединенных СИ, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений объема попутного нефтяного газа;
- измерений параметров попутного нефтяного газа;
- вычисления объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

6.3.12.15 Проектирование СИКГ, применяемые для измерений в сферах государственного регулирования, должны соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

6.3.12.16 Порядок осуществления учета добытого, транспортируемого, перерабатываемого, хранимого и потребляемого попутного нефтяного газа, а также фактических потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа, установлен [26].

6.3.12.17 Классификация СИКГ выполняется согласно ГОСТ Р 8.733 на категории и классы, исходя из их производительности и назначения.

6.3.12.18 В составе проектной документации на СИКГ разрабатываются технические требования (ТТ), для выбора Заказчиком Разработчика и Поставщика СИКГ. Перечень данных, для включения в технические требования приведены в Приложении А ГОСТ Р 8.733-2011.

6.3.12.19 При потреблении попутного нефтяного газа, СИКГ должны предусматриваться на входе в каждый газопотребляющий объект. Не допускается несанкционированный отбор газа на собственные нужды после СИКГ на потоке газа, передаваемого транспортной Компании или другим потребителям.

6.3.12.20 Требования к составу, оснащению СИКГ устанавливаются в технических требованиях.

Структура СИКГ:

- преобразователь расхода (при необходимости проведения КМХ должен предусматриваться контрольный ПР);
- преобразователь давления;
- преобразователь температуры;



- плотномер (если плотность газа определяется непосредственно в СИКГ);
- поточный хроматограф (при необходимости);
- анализатор точки росы по воде и углеводородам (при необходимости);
- систему обработки информации (СОИ);
- технологическую часть (измерительные линии с прямолинейными участками, запорная арматура, струевыпрямитель, пробоотборное устройство, блок фильтров, шумопоглотитель, регулятор давления, байпасные, дренажные, продувные линии);
- систему промышленной безопасности (системы пожаротушения и пожарной сигнализации, система контроля загазованности, система электроснабжения и заземления).

Состав СИКГ определяют на этапе разработки ТТ.

6.3.12.21 Длины прямых участков измерительного трубопровода до и после расходомера должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации завода-изготовителя. Потери давления на расходомере газа не должны приводить к изменению фазового состояния газа.

6.3.12.22 При использовании в составе СИКГ турбинных, ротационных, вихревых расходомеров газа при проектировании необходимо руководствоваться ГОСТ Р 8.740. При использовании ультразвуковых расходомеров - ГОСТ 8.611.

6.3.12.23 СИ давления и температуры необходимо размещать на прямолинейных участках, длины которых регламентированы эксплуатационной документацией и/или методиками измерений.

Для измерений абсолютного давления с использованием датчиков избыточного давления в случае размещения ИЛ СИКГ в закрытом помещении с кондиционированием атмосферное давление следует измерять в месте расположения датчика избыточного давления.

Глубина погружения преобразователя температуры или его защитной гильзы (при ее наличии) в трубопровод должна составлять от  $0,3D$  до  $0,7D$ , где  $D$  - внутренний диаметр ИЛ, мм. При этом должно быть обеспечено минимальное перекрытие проходного сечения трубопровода.

ИЛ должна быть оборудована показывающими СИ для местного отображения давления и температуры, для проведения, в случае необходимости, контроля показаний датчиков давления и температуры.

6.3.12.24 Рекомендуемый состав СОИ:

- вычислитель;
- компьютер или промышленный сервер;

- шина сбора данных и управления, преобразователи интерфейсов и т.д.;
- принтер тревог и отчетов;
- дисплей;
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ);
- контроллеры;
- система передачи данных на верхний уровень;
- источник бесперебойного электропитания.

6.3.12.25 Вычислители должны автоматически определять объемный расход и объем газа, приведенный к стандартным условиям, формировать и сохранять архивы за установленные отчетные периоды измерений, осуществлять регистрацию нештатных ситуаций.

Алгоритмы и программы расчета плотности газа в стандартных и рабочих условиях и коэффициента сжимаемости, применяемые в вычислителе, должны учитывать особенности физико-химических показателей газа и соответствовать существующим в данной области нормативным документам.

Подключение и конфигурирование параметров вычислителей выполняют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6.3.12.26 Для СИКГ, на вход которых направляется не прошедший осушку попутный нефтяной газ, при необходимости следует предусмотреть обогрев и теплоизоляцию надземных подводящих к СИКГ трубопроводов от сепараторов или других технологических аппаратов до выхода ИЛ, для исключения понижения температуры газа и конденсации водяных паров и углеводородов.

6.3.12.27 В зависимости от климатических условий и по требованию Заказчика компоновка СИКГ может поставляться изготовителем на рамном основании и размещаться под навесом или на открытой площадке, в отдельных блок-боксах или в зданиях легких металлических конструкций. Климатические условия, характеристики энергоснабжения, допустимые напряженности электромагнитных полей, уровни промышленных радиопомех и вибрации должны соответствовать требованиям нормативной документации и эксплуатационной документации завода-изготовителя на средства измерений и оборудование, используемое в составе СИКГ.

6.3.12.28 СИКГ рекомендуется оснащать средствами малой механизации, позволяющими производить смену и обслуживание оборудования весом более 30 кг.

6.3.12.29 Техническое задание и проектная документация на СИКГ, предназначенные для измерений в сферах государственного регулирования, подлежит обязательной метрологической экспертизе. Метрологическую экспертизу проектов проводят органы, аккредитованные на право проведения метрологической экспертизы в

соответствии с Государственной системой обеспечения единства измерений [27]. Порядок проведения метрологической экспертизы установлен [28] и [29].

### **6.3.13 Компрессорная станция перекачки газа**

6.3.13.1 Компрессорные станции предназначены для компримирования попутного нефтяного газа в составе сооружений по подготовке попутного нефтяного газа к транспортированию на ГПЗ или другим потребителям.

6.3.13.2 Состав технологических сооружений, в том числе и выбор типа компрессорного оборудования и размещения, должен в каждом конкретном случае обосновываться технико-экономическими расчетами.

6.3.13.3 Устройство компрессорной станции должно соответствовать разделу 5 и 6.3.1.

6.3.13.4 Для оборудования КС могут быть применены:

- центробежные компрессоры;
- поршневые компрессоры;
- винтовые компрессоры.

Тип компрессорного агрегата определяется на основании технико-экономического обоснования. Основными критериями для выбора компрессорного агрегата является производительность и давление на выходе компрессора.

6.3.13.5 При проектировании компрессорных станций рекомендуется выбирать компрессор центробежного типа с приводом от газовой турбины или электроприводом.

Возможность применения электропривода или применение газопотребляющего привода определяется в зависимости от инфраструктуры (наличие внешнего электроснабжения или наличие источника газоснабжения) на основании технико-экономического обоснования.

6.3.13.6 Для регулирования минимальной производительности компрессора должна предусматриваться линия перепуска газа с нагнетания на прием компрессора, при этом должны максимально использоваться энергосберегающие методы регулирования за счет изменения частоты вращения привода, использования современных автоматизированных антипомпажных систем.

6.3.13.7 Каждый компрессор должен отключаться запорной арматурой, имеющей дистанционный привод с ручным дублированием.

6.3.13.8 Компрессорный агрегат должен быть оснащен оборудованием для пуска, работы и остановки, которое устанавливается на ражном основании компрессора и привода.

Вспомогательное специальное оборудование для обслуживания компрессорного агрегата должно также входить в объем поставки.

6.3.13.9 Мощность газотурбинного привода компрессора должна быть установлена с запасом от 15 до 20 % от номинально потребляемой мощности компрессора, в зависимости от климатической зоны, места установки, для обеспечения перекачки необходимого объема газа в летний период эксплуатации.

6.3.13.10 Технологическая схема компрессорной станции должна обеспечивать:

- очистку попутного нефтяного газа от механических примесей и жидкости;
- компримирование попутного нефтяного газа заданной производительности и до заданного давления;
- систему антипомпажного регулирования (для центробежного компрессора) в соответствии с требованиями завода-изготовителя оборудования и проектной документации;
- охлаждение попутного нефтяного газа (межступенчатое и конечное) на аппаратах воздушного охлаждения;
- автоматический запуск и остановку компрессорной станции, безаварийную работу с поддержанием технологических проектных параметров и автоматическую аварийную остановку компрессорного агрегата с переходом на работу резервного агрегата;
- аварийную автоматическую остановку всей компрессорной станции с автоматическим переводом попутного нефтяного газа в факельный коллектор;
- автоматическую работу вспомогательных систем и оборудования;
- безаварийную работу систем автоматики с передачей информации в операторную;
- работу вспомогательных систем в регламентном режиме и при аварийных ситуациях;
- возможность ведения ремонтных работ на нерабочем агрегате без остановки работающих агрегатов при размещении в едином машинном зале.

6.3.13.11 На приеме каждой ступени компрессии необходимо предусматривать установку межфланцевой кассеты с сеткой для исключения проникновения во всасывающую часть посторонних предметов. Кассета должна быть съемной. Сетка должна быть оснащена прибором измерения перепада давления с выводом показаний в операторную.

6.3.13.12 На приеме компрессорной станции следует предусматривать сепаратор с автоматическим отводом конденсата. Сепаратор должен быть оборудован световой и звуковой сигнализацией, а также блокировкой, производящей остановку

компрессора при достижении предельно допустимого уровня жидкости в сепараторе.

6.3.13.13 Каждая ступень центробежного компрессора должна быть оснащена устройством антипомпажного регулирования, не допускающим уменьшения величины потока газа, протекающего через данную ступень ниже заданного значения. Регулирование работой антипомпажного клапана осуществляется системой управления по данным о расходе газа каждой ступени. Антипомпажный клапан обеспечивает подачу во всасывающую линию охлажденного газа, отбираемого из газопровода после сепаратора. Каждая ступень компримирования должна быть оснащена клапаном байпаса, обеспечивающим поступление минимального потока попутного нефтяного газа в корпус компрессора при отключении компрессора до его полной остановки.

6.3.13.14 Компрессорный агрегат должен быть оснащен блокировкой на отключение при превышении предельно допустимых рабочих параметров и нарушении в работе системы смазки, что должно быть включено в требование в заказной документации.

6.3.13.15 Компрессорный агрегат должен быть оснащен датчиками вибрации электродвигателя (при наличии), компрессора, датчиками осевого смещения валов компрессора, датчиками температуры подшипников электродвигателя (при наличии), компрессора. Информация от датчиков также должна передаваться в операторную.

6.3.13.16 В машинном зале КС допускается располагать обратные предохранительные клапаны, регулирующие клапаны антипомпажной защиты, запорные арматурные узлы дренажных линий и отвода конденсата.

В случае проектирования компрессорной станции по агрегатной схеме обвязки компрессоров отдельными технологическими линиями с полным комплектом технологического оборудования на линии (от приёмного сепаратора до конечного сепаратора), установка отключающей арматуры для каждой линии по основному газопроводу предусматривается только в начале и в конце каждой линии.

При коллекторной схеме обвязки компрессоров на выкиде каждой ступени сжатия после обратного клапана должен быть установлен предохранительный клапан, срабатывающий при давлении, превышающем рабочее на 10 %; для удаления попутного нефтяного газа из компрессоров при их ревизии и ремонте на нагнетательном трубопроводе каждой ступени компрессора между отключающей арматурой и цилиндром должна быть предусмотрена продувочная свеча с установкой на ней запорной арматуры высокой степени герметичности, класса А по ГОСТ 9544-2015. При агрегатной схеме

обвязки компрессоров предохранительный клапан следует устанавливать на нагнетательном трубопроводе последней ступени.

6.3.13.17 Для поршневых компрессоров при наличии нескольких цилиндров одной ступени сжатия компрессора допускается сброс попутного нефтяного газа производить на одну общую для них свечу.

Допускается объединение сброса попутного нефтяного газа на одну свечу от группы компрессоров с одинаковыми по давлению степенями сжатия.

Отвод попутного нефтяного газа с клапанов и свечей должен производиться за пределы компрессорного помещения.

Положение выпусков от свечей должно располагаться на безопасном расстоянии от забора вентиляционного воздуха и воздухозаборных устройств приводов компрессоров. Устройство продувочных свечей должно соответствовать 6.3.1.18.

6.3.13.18 Дренажные системы автоматического действия должны иметь собственную дренажную емкость и быть независимыми от дренажной системы ручного опорожнения оборудования.

6.3.13.19 На выкидном газопроводе каждого центробежного компрессора или ступени компримирования необходима установка обратного клапана. Обратный клапан должен также устанавливаться после каждого сепаратора при условии выпадения конденсата. Обратный клапан устанавливается на линии продувки в факельный коллектор до арматуры с дистанционным приводом.

6.3.13.20 Приемные и нагнетательные газовые коллекторы компрессоров должны располагаться вне помещения компрессоров. При этом прокладка должна быть надземной и иметь уклон, обеспечивающий их самотечное опорожнение.

6.3.13.21 Для разгрузки оборудования и трубопроводов КС от давления и в системе аварийного сброса попутного нефтяного газа на факельную систему должна быть установлена быстродействующая отсечная арматура с дистанционным управлением и временем срабатывания не более 12 секунд по ГОСТ Р 54404.

6.3.13.22 Фланцевые соединения, рассчитанные на рабочее давление 10 МПа и более должны заключаться в защитные кожухи.

6.3.13.23 Для трубопроводов сброса с предохранительных клапанов и систем продувки оборудования на свечи рассеивания, необходимо определять температуры, достигаемые трубопроводом при дросселировании попутного нефтяного газа за счет дроссель-эффекта. При достижении трубопроводами температур ниже минус 40 °С необходимо арматуру сброса давления, предохранительные клапаны, трубы и детали трубопроводов предусматривать соответствующего материального исполнения.

6.3.13.24 Вспомогательные трубопроводы (топливные, масляные, дренажные, продувочные, сбросные) следует

проектировать на расчетное давление соответствующих аппаратов и трубопроводов.

6.3.13.25 Все трубопроводы КС должны рассчитываться на прочность в соответствии с расчетными режимами согласно ГОСТ 32388. Расчетные режимы работы и расчетные схемы должны отвечать условиям эксплуатации. Нагрузки на штуцере агрегатов и оборудования не должны превышать величин, установленных заводом-изготовителем для заданного режима эксплуатации.

6.3.13.26 Охлаждение попутного нефтяного газа между ступенями сжатия и после компрессоров следует производить воздухом, водой или антифризом. Способ охлаждения попутного нефтяного газа обосновывается проектом.

6.3.13.27 Каждый компрессорный агрегат должен оснащаться системой управления. Система управления компрессорным агрегатом должна быть интегрирована с системой управления компрессорной станции и технологического комплекса, в систему которого включена КС.

6.3.13.28 Для контроля за технологическим процессом в проекте компрессорной станции должны быть предусмотрены все необходимые приборы контроля давления, температуры, расхода, нарушения систем уплотнения.

6.3.13.29 Для работы газотурбинного или газопоршневого привода компрессора должен быть предусмотрен узел подготовки топливного газа, включающий регулятор давления с предохранительным клапаном, фильтр со 100% резервом, сепаратор, отключающую арматуру. В системе подготовки топливного газа должно быть предусмотрено устройство, перекрывающее подачу топливного газа, если свойства топливного газа или его параметры выходят за пределы заданных.

6.3.13.30 Скорость попутного нефтяного газа в приемных и нагнетательных коллекторах и газопроводах, соединяющих компрессоры с коллекторами, должна приниматься по таблице 1.

6.3.13.31 В машинном зале компрессорной станции и на наружной площадке необходимо предусматривать разводку инертного газа.

6.3.13.32 Продувка инертным газом должна направляться на свечи рассеивания. Продувка оборудования с отличными величинами давлений должна направляться на отдельные свечи рассеивания.

6.3.13.33 Для повышения надежности работы и обслуживания оборудования компрессорной станции рекомендуется установка ресиверов воздуха КИПиА и ресиверов инертного газа.

6.3.13.34 Емкость склада свежего масла должна содержать не менее чем 30-суточный запас масла, но не менее объема, необходимого для полной замены масла в одной из компрессорных

установок, входящих в состав КС. Для труднодоступных районов с сезонными ограничениями доставки грузов, объем склада необходимо рассчитывать на временной период, в течение которого доставка грузов на установку невозможна.

6.3.13.35 Размер емкости для слива отработанного масла должен выбираться из условия вместимости в нее объема масла, поступающего из системы одного компрессора. Емкости свежего и отработанного масла следует располагать вне здания компрессорного цеха.

6.3.13.36 Технологическая схема пункта приема и откачки масла должна обеспечивать:

- прием свежего масла в емкости склада;
- подачу чистого масла в компрессорный цех;
- прием отработанного масла из компрессорного цеха на склад масла;
- регенерацию отработанного масла (необходимость определяется проектным решением);
- выдачу масла потребителю.

6.3.13.37 Для обеспечения требуемого качества смазывающего масла предусматривается блок подготовки масла, оснащаемый фильтрами с соответствующими фильтрующими элементами.

6.3.13.38 Трубопроводы масляной системы рекомендуется предусматривать из легированной стали. Конструкция масляных трубопроводов должна обеспечивать удобство их чистки.

6.3.13.39 Маслосистема компрессорных агрегатов должна обеспечивать возможность подачи смазки к подшипникам и уплотнениям в случае остановки привода компрессора на время выбега ротора до его полной остановки.

6.3.13.40 Насосы подачи масла на компрессоры и привода должны иметь 100 % резерв.

6.3.13.41 Для вспомогательного оборудования и механизмов, режимы работы которых требуют более частых остановок, чем это определено регламентом работы КС, следует принимать 100 % резерв только в том случае, если их выход из строя приведет к остановке КС.

6.3.13.42 Размер расходной емкости масла должен соответствовать объему масла в картере наибольшего компрессора. Расходную емкость допускается устанавливать в здании компрессорного цеха в отдельном помещении, выгороженном противопожарными перегородками без проемов и имеющем выход непосредственно наружу. При установке компрессоров, для которых эти емкости поставляются заводом-изготовителем в комплекте с машиной, расходная емкость не предусматривается.



6.3.13.43 Промежуточную емкость для отработанного масла следует устанавливать подземно, вблизи компрессорного цеха.

6.3.13.44 В проекте необходимо предусматривать расчет выбросов выхлопных газов от газотурбинных и газопоршневых двигателей.

6.3.13.45 Для снижения уровня шума от работы центробежных компрессоров рекомендуется всасывающие и нагнетательные газопроводы пусковых контуров изолировать звукопоглощающей изоляцией.

6.3.13.46 Эквивалентный уровень звукового давления не должен превышать 80 дБа на расстоянии 1 м и на высоте 1,5 м от компрессорного агрегата.

6.3.13.47 Горячие трубопроводы компрессорной станции должны иметь теплоизоляцию от ожогов с допускаемой температурой на поверхности изоляции не более 45 оС в машинном зале и не более 55 оС на наружной площадке.

6.3.13.48 Размещение технологического оборудования, трубопроводов, арматуры и приборов должно обеспечивать беспрепятственный доступ для осмотра и ремонта. Обслуживающие площадки станции должны проектироваться только с маршевыми лестницами с уклоном не более 45 оС. Устройство лестниц с большим уклоном или вертикальных стремянок допускается только к местам, не требующим ежедневного осмотра.

6.3.13.49 Заказная документация должна включать требование о выполнении в объеме поставки компрессорного агрегата, кабельных проводок в пределах модулей установки или поставляемого оборудования от датчиков и исполнительных механизмов до соединительных коробок на границе установки. Компрессоры следует размещать в отапливаемых помещениях или укрытиях (боксах). Размещение компрессоров на открытых площадках не допускается.

6.3.13.50 Пол помещения, где размещаются компрессоры, должен быть не менее чем на 0,15 м выше планировочных отметок прилегающей территории и выполнен из безискрового материала.

6.3.13.51 Компрессоры следует устанавливать на фундаментах, не связанных с фундаментами другого оборудования и стенами здания.

6.3.13.52 При размещении в машинном зале более одного компрессора расстояние между выступающими элементами компрессорного агрегата должно быть не менее 1,5м, ширина основного прохода по фронту обслуживания – не менее 1,5м, расстояние до стен – не менее 1,0м.

6.3.13.53 В компрессорных, необходимо разрабатывать компоновочные решения, позволяющие, по возможности, использовать передвижные подъемно-транспортные средства. В

случае невозможности использования передвижных средств, следует использовать стационарные ручные подвесные либо мостовые краны, монорельсы, исполнение которых должно соответствовать категории взрывоопасности помещения, с грузоподъемностью, рассчитанной на массу наиболее тяжелого узла агрегата.

6.3.13.54 Компрессорные должны оборудоваться автоматической системой пожаротушения.

6.3.13.55 Компрессорный агрегат должен иметь в комплекте поставки паспорт на компрессор, разрешительную документацию на использование на территории Российской Федерации и инструкцию по монтажу и эксплуатации. Требование к документации на компрессор должно быть отражено в заказной документации.

#### **6.3.14 Технологические трубопроводы**

6.3.14.1 Проектирование технологических трубопроводов должно выполняться в соответствии с ГОСТ 32569.

Межплощадочные и межцеховые технологические трубопроводы должны проектироваться с учетом общих планировочных решений генплана сооружений и взаимной увязки сетей.

6.3.14.2 Технологические трубопроводы, перекачивающие насыщенные растворы МЭА, щелочи и метанола, должны проектироваться, как трубопроводы первой категории согласно ГОСТ 32569.

6.3.14.3 За рабочие параметры транспортируемого вещества следует принимать:

- рабочее давление согласно ГОСТ 32569;
- рабочую температуру, равную максимальной положительной или минимальной отрицательной температуре транспортируемого вещества, установленной технологической схемой.

6.3.14.4 Трубопроводы топливного газа, поставляющие топливный газ от блоков подготовки топливного газа до газоиспользующего оборудования, проектируются в соответствии с СП 62.13330.

6.3.14.5 Для транспортировки вредных и взрывоопасных веществ, горючих газов, в том числе сжиженных, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (группа А, Б), применение труб из стекла и других хрупких материалов, не допускается. Выбор материального исполнения в соответствии с 6.19.

6.3.14.6 Обеспечение противопожарных требований при проектировании технологических трубопроводов должно соответствовать СП 231.1311500.2015 (подраздел 6.3).

6.3.14.7 Расстояния от межплощадочных и межцеховых технологических трубопроводов до смежных технологических

сооружений (кроме печей огневого нагрева) необходимо принимать согласно СП 4.13130 и СП 231.1311500.

6.3.14.8 На вводах трубопроводов с горючими, взрыво- и пожароопасными веществами перед технологическими установками на площадках ЦПС, УПН, УПСВ, ДНС, УПГ, КС следует предусматривать отключающую арматуру с дистанционным управлением и ручным дублированием. Расстояние от отключающей арматуры до установок, а также вид отключающей арматуры следует принимать согласно ГОСТ 32569.

6.3.14.9 При проектировании диаметры трубопроводов должны определяться в результате гидравлического расчета с учетом конкретных условий их работы (производительности технологических установок, вязкости и плотности транспортируемого продукта, располагаемого напора и т.д.).

6.3.14.10 Скорость движения продуктов по трубам при определении диаметров технологических трубопроводов рекомендуется принимать по данным таблицы 1.

6.3.14.11 Выполнение гидравлического расчета трубопроводов обязательно для технологических трубопроводов, обеспечивающих непрерывность работы технологических процессов добычи нефти и ее хранения, за исключением технологических трубопроводов небольшой протяженности с минимальными потерями давления, диаметры которых определяются по расходу и скорости потока.

6.3.14.12 Тепловая изоляция трубопроводов, обеспечивающих технологический процесс, предусматривается для сохранения температуры перекачиваемой жидкости либо газа, предотвращения их застывания, конденсации, испарения, образования гидратных пробок, отложения парафина, смол и т.п.

Если тепловая изоляция не обеспечивает указанных требований, трубопроводы должны предусматриваться с обогревающими элементами (электрообогрев или теплоспутники) в общей изоляции. Для электрообогрева необходимо предусматривать автоматизацию с датчиком автоматического включения при снижении температуры перекачиваемой среды ниже установленных значений в конечной точке.

6.3.14.13 Обогревающие элементы должны предусматриваться для наружных трубопроводов, которыми обеспечивается периодическая подача конденсирующихся или замерзающих продуктов, а также для всех трубопроводов, транспортирующих застывающие среды, независимо от режима их подачи и места расположения трубопровода. В качестве обогревающих систем рекомендуется устройство электрообогрева с датчиком автоматического включения при снижении температуры

перекачиваемой среды ниже установленных значений в конечной точке. (см. 6.11).

6.3.14.14 Трубопроводы, принимающие в процессе эксплуатации температуры отличающиеся, от температур при монтаже, должны рассчитываться на компенсацию с уточнением конфигурации, размещением и установлением типа опор, устройством предварительных стяжек, а также, оснащаться, при необходимости, компенсационными вставками. Для трубопроводов большой протяженности рекомендуется применение П-образных и Z-образных компенсаторов.

6.3.14.15 Для обеспечения работы компенсаторов, а также для ограничения нежелательных перемещений трубопроводов, необходимо предусматривать установку неподвижных опор, упоров или других ограничителей перемещений трубопроводов.

6.3.14.16 Опоры технологических трубопроводов рекомендуется применять хомутового типа корпусные.

6.3.14.17 Фланцевые соединения технологического оборудования, требующие перекрытия потока транспортируемой среды для периодического технического освидетельствования при проведении ППР, ТО и других работ, должны оснащаться межфланцевыми кольцами и заглушками с хвостовиками.

6.3.14.18 Технологические трубопроводы должны иметь опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки в соответствии с ГОСТ 14202.

6.3.14.19 При использовании пара для продувки трубопроводов или горячей воды для их промывки температурная деформация должна определяться с учетом температуры пара или горячей воды.

6.3.14.20 Условные давления и соответствующие им наибольшие рабочие давления по арматуре и деталям трубопроводов в зависимости от марки стали и рабочей температуры транспортируемой среды должны определяться по ГОСТ 356.

6.3.14.21 Прокладку технологических трубопроводов, как правило, следует выполнять с использованием низких и высоких отдельно стоящих опор. Высоту (расстояние от планировочной отметки земли до верха траверсы) отдельно стоящих опор и эстакад следует принимать: низких опор от 0,3 до 1,2 м кратной 0,3 м, в зависимости от планировки земли и уклонов трубопроводов; высоких отдельно стоящих опор и эстакад - кратной 0,6 м.

6.3.14.22 Конструкции отдельно стоящих опор и эстакад под трубопроводы с легковоспламеняющимися горючими веществами, жидкостями и газами должны проектироваться несгораемыми.

6.3.14.23 Расстояние между отдельно стоящими опорами под трубопроводы следует принимать, исходя из расчета труб на прочность и жесткость, как правило, не менее 6 м и кратным 3 м.

Допускается принимать шаг опор других размеров в местах подхода трассы к зданиям и сооружениям, а также в местах пересечения с автомобильными, железными дорогами и другими коммуникациями.

6.3.14.24 В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады следует разбивать на температурные блоки, длина которых не должна превышать предельных расстояний между температурными швами.

6.3.14.25 Продольную устойчивость отдельно стоящих опор и эстакад надлежит обеспечивать за счет анкерной опоры в каждом температурном блоке.

6.3.14.26 Отдельно стоящие опоры и эстакады следует рассчитывать на нагрузки от веса трубопроводов с изоляцией, транспортируемого продукта, людей и ремонтных материалов на обслуживающих площадках и переходных мостиках, отложений производственной пыли, на горизонтальные нагрузки и воздействия от трубопроводов, а также от действия льда и ветровых нагрузок.

6.3.14.27 Расчет строительных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад следует производить как плоских конструкций. При необходимости проведения уточненных расчетов и учета дополнительных факторов, расчет строительных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад следует производить как пространственных систем, с учетом их совместной работы с трубопроводами.

### **6.3.15 Факельная система ЦПС**

6.3.15.1 Факельная система ЦПС (УПН) должна предусматриваться для следующих видов сбросов горючих газов и паров:

- постоянных;
- периодических при освобождении установок или отдельных аппаратов перед пропаркой, продувкой, ремонтом, а также при пусконаладочных работах;
- аварийных – при сбросе с предохранительных клапанов или сбросы при аварийном отключении оборудования или технологических установок.

6.3.15.2 По своему назначению факельные системы подразделяются на:

- общие, принимающие сбросы от группы технологически не связанных производств (установок) при совместимости сбросов в факельную систему;
- отдельные, обслуживающие одно производство, один цех, одну технологическую установку, один склад или несколько технологических блоков, которые связаны единой технологией в одну

технологическую нитку и могут останавливаться одновременно (единый источник сброса);

- специальные, принимающие сбросы, которые не могут быть направлены в общие и отдельные системы.

Потери давления в факельных системах при максимальном сбросе не должны превышать:

- для систем высокого давления, в которые направляются аварийные сбросы газов и паров, 0,02 МПа на технологической установке и 0,08 МПа на участке от технологической установки до выхода из оголовка факельного ствола;

- для систем низкого давления 0,05 МПа от технологической установки до выхода из оголовка факельного ствола.

Для отдельных и специальных факельных систем потери давления не ограничиваются и определяются условиями безопасной работы подключенных к ним аппаратов.

6.3.15.3 Пропускную способность факельных систем следует принимать равной:

- пропускную способность отдельной и специальной факельной системы – сумме постоянных сбросов от всех подключенных технологических блоков и аварийного сброса от одного блока с наибольшей величиной этого сброса;

- пропускную способность общей факельной системы:

- а) при постоянных и периодических сбросах – на сумму периодических (с коэффициентом 0,2) и постоянных сбросов от всех подключенных технологических установок, но не менее чем на сумму постоянных сбросов и максимального периодического сброса (с коэффициентом 1,2) от установки с наибольшей величиной этого сброса;

- б) при аварийных сбросах – на сумму аварийных сбросов (с коэффициентом 0,25) от всех подключенных установок, но не менее чем на величину максимального аварийного сброса (с коэффициентом 1,5) от установки с наибольшей величиной этого сброса.

Конструкция факельной установки должна соответствовать ГОСТ Р 53681.

6.3.15.4 По каждому источнику сброса газов и паров, направляемых в факельные системы, в том числе расхода затворного газа и газа на дежурные горелки, необходимо определять расход установкой СИКГ.

6.3.15.5 Количество факельных стволов должно соответствовать количеству факельных систем. Расстояние между факельными стволами определяется из условия безопасного ремонта одного из них при работающем соседнем факеле.

6.3.15.6 Для минимизации территории под факельные установки допускается в проектах предусматривать совмещенные

факельные установки, объединяющие в одной конструкции два факельных ствола-низкого и высокого давления.

6.3.15.7 Факельные трубопроводы должны иметь надземную прокладку, должны быть обогреты и теплоизолированы, включая узлы предохранительных клапанов и присоединительные трубопроводы на технологическом оборудовании наружного размещения.

6.3.15.8 Для исключения дополнительных узлов сбора конденсата в местах возможного пересечения факельных трубопроводов с дорогами, рекомендуется прокладка трубопроводов над дорогами на высоте не менее 5 м с соблюдением общего уклона в сторону сепарационно-дренажного узла.

6.3.15.9 Разработка и поставка факельных установок рекомендуется комплектной, без каких-либо доработок в проекте или на месте строительства, за исключением сборки, осуществляемой Поставщиком или под его руководством.

6.3.15.10 Заказная документация на факельную установку, разрабатываемая в проекте, должна включать характеристики сбрасываемых на факел газов и требование о принятии мер разработчиком и поставщиком факельной установки к недопущению замерзания топливных трубопроводов, а также исключение образования ледяных отложений в факельном стволе в зимний период эксплуатации.

6.3.15.11 Заказная документация должна включать требование о наличии паспорта, поставляемого с факелом. Паспорт должен включать расчетный срок эксплуатации оголовка факела.

6.3.15.12 Высота и место установки факельных стволов должны определяться в зависимости от топографии площадки, расположения окружающих сельскохозяйственных земель, предприятий и жилых поселков, интенсивности преобладающего направления ветров, учета требований противопожарных норм и результатов расчетов по плотности теплового потока и рассеиванию в атмосфере вредных веществ, содержащихся в продуктах сгорания.

6.3.15.13 Сбросы газов (с относительной плотностью по воздуху не более 0,8) допускается направлять на свечу рассеивания. Выбор направления периодических и аварийных сбросов легких газов (через продувочную свечу в атмосферу или на факел) должен обосновываться расчетом рассеивания вредных веществ.

6.3.15.14 Для сжигания попутного нефтяного газа с содержанием сероводорода более 8% объемных должна предусматриваться отдельная факельная система.

6.3.15.15 Диаметр факельного ствола должен приниматься равным диаметру подводящего факельного газопровода. Допускается принимать диаметр ствола факела меньше диаметра подводящего трубопровода при необходимости обеспечения минимальных потерь

давления сбрасываемого газа и увеличения скорости его выброса из факельного ствола, а также при других условиях сброса, с обязательным обоснованием этого решения.

6.3.15.16 В качестве устройства сбора конденсата факельных систем рекомендуется предусматривать для каждой факельной системы установку сепаратора на факельном трубопроводе перед факельной установкой и дренажной емкости.

6.3.15.17 Факельные сепараторы систем низкого и высокого давлений должны быть рассчитаны на максимально возможные аварийные сбросы в системы.

6.3.15.18 Дренажные емкости рассчитываются на возможное поступление жидкой фазы из факельных сепараторов в период аварийного сброса.

6.3.15.19 Для опорожнения дренажных емкостей рекомендуется установка в каждой емкости по 2 погружных насоса (рабочего и резервного).

6.3.15.20 Размещение сепарационно-дренажного узла необходимо предусматривать перед факелом ЦПС (УПН), с учетом безопасной плотности теплового потока от факельной установки.

6.3.15.21 При прокладке факельного газопровода на низких опорах допускается подземная установка дренажной емкости (конденсатосборника), а в случае прокладки факельных газопроводов на стойках - только наземная.

6.3.15.22 Расчет компенсации факельных трубопроводов выполняется на максимальную температуру сбрасываемых газов с проверкой на температуру пропарки.

6.3.15.23 Для исключения передачи больших горизонтальных усилий и компенсационных деформаций на патрубки факельных стволов, необходимо на факельном коллекторе перед факелом устройство ограничительных упоров, исключающих передачу нежелательных нагрузок и деформаций на факельный ствол.

6.3.15.24 Допустимые максимальные нагрузки на патрубки факельной установки должны быть приведены в документации изготовителя. Соответствующее требование должно быть включено в заказную документацию.

6.3.15.25 Для защиты многолетнемерзлых грунтов от растепления, в зоне действия теплового потока факела необходимо устройство защитных мероприятий, препятствующих растеплению.

### **6.3.16 Установка улавливания легких фракций**

6.3.16.1 Установка улавливания легких фракций углеводородов (УУЛФ) предназначена для сбора и компримирования паров лёгких фракций углеводородов паровоздушного пространства резервуаров (включая при необходимости резервуары системы



подготовки пластовой воды), с целью уменьшения загрязнения воздуха в районе резервуарного парка, максимального сохранения легких нефтяных углеводородов и снижения пожаровзрывоопасности резервуарного парка.

6.3.16.2 Сбор углеводородных газов осуществляется системой газоуравнительных трубопроводов.

6.3.16.3 Газоуравнительные трубопроводы на каждом резервуаре должны включать дистанционно устойчивый огнепреградитель и электроприводную запорную арматуру для возможности дистанционного отключения аварийного резервуара.

6.3.16.4 Установка улавливания легких фракций углеводородов должна быть полностью автоматизированной и состоять из блока технологического и блока управления. Блоки должны располагаться в основном в блок-боксах, оснащенных необходимым инженерным обеспечением.

6.3.16.5 Изготовление и поставка технологического блока и блока управления должно быть блочно-комплектное (модульное), полной заводской готовности.

6.3.16.6 Работа УУЛФ должна обеспечивать давление в резервуарах в пределах технологических давлений дыхательных клапанов резервуара при изменяющихся режимах поступления и откачки нефти.

6.3.16.7 Взаимное размещение технологического блока и блока управления должно устанавливаться согласно требованиям Правил устройства электроустановок [16] в зависимости от исполнения блока управления по взрывобезопасности.

6.3.16.8 Кабельные соединения между блоками рекомендуется включать в объем поставки.

6.3.16.9 Сопроводительная документация на УУЛФ должна включать требование на устройство опорных конструкций соединительных кабелей между блоками.

6.3.16.10 Проектом предусматривается расчет эффективности работы УУЛФ.

### **6.3.17 Пункт приема нефтегазоводяной смеси**

6.3.17.1 Для слива НГВС при давлении насыщенных паров нефти не выше 500 мм.рт.ст. необходимо применять автоцистерны оборудованные патрубком нижнего слива. Для слива нефтеводяной смеси при давлении насыщенных паров нефти выше 500 мм.рт.ст. должны применяться автоцистерны оборудованные патрубком нижнего слива и патрубком из верхней полости автоцистерны для присоединения газоуравнительной линии (системы рекуперации паров) емкости приема НГВС.

6.3.17.2 Пункт приема должен размещаться на территории технологического комплекса подготовки нефти. В исключительном случае пункт может размещаться на отдельной территории, оснащенной резервуарами приема и необходимыми системами для безопасного функционирования.

6.3.17.3 Слив НГВС должен производиться закрытым (герметичным) способом через нижние сливные устройства цистерны и должен осуществляться самотеком или с помощью насоса автоцистерн в приемные емкости. Также допускается применение отдельно стоящей насосной для перекачки жидкости из автоцистерн в приемную емкость.

6.3.17.4 Используемые расходомеры и фильтры сливного устройства должны соответствовать условиям их применения по давлению, вязкости НГВС, производительности и другим данным. Сливное приемное устройство должно быть оборудовано гибким шлангом и муфтой сухого разъема, а также каплесборником для исключения пролива нефти по окончании операции слива.

6.3.17.5 Система слива должна обеспечиваться:

- блокировкой возможности слива при отсутствии заземления автоцистерны;
- измерением количества принимаемой НГВС.

6.3.17.6 Система слива для НГВС с давлением насыщенных паров более 500 мм рт.ст. должна быть оснащена быстросъемными соединениями для возможности присоединения цистерн, оснащенных патрубками из верхней полости к замкнутым газоуравнительным системам объектов подготовки нефти.

6.3.17.7 Пункт приёма должен иметь операторную для управления сливом. Необходимость проектирования отдельной операторной или обеспечение управления и контроля слива из операторной технологического комплекса решается проектом в зависимости от территориального размещения системы слива.

6.3.17.8 Для обеспечения самотечного слива автоцистерны необходимо предусматривать постамент с пандусом для заезда автоцистерны. Высота постамента должна обеспечивать возможность самотечного слива продукта из автоцистерны в приемную емкость.

6.3.17.9 Постамент должен быть оснащен устройством, исключающим самопроизвольное перемещение автоцистерны при сливной операции.

6.3.17.10 Приемная емкость должна быть подключена к газоуравнительной системе объектов подготовки нефти или иметь воздушник (свечу рассеивания), оснащенные огнепреградителем.

6.3.17.11 Пункт приема должен размещаться на наружной площадке с твердым покрытием. Наружная площадка пункта приема

должна иметь уклон в сторону дождеприемника и дренажную емкость для приема ливневых стоков.

6.3.17.12 Раскачка емкости сбора ливневых стоков должна предусматриваться в систему промливневой канализации для дальнейшей очистки и утилизации или может быть направлена в процесс подготовки нефти при попадании в емкость нефти при разливе на площадке.

6.3.17.13 Для учета количества принимаемой НГВС в общем балансе технологического комплекса, информация по отгрузке НГВС должна передаваться в операторную технологического комплекса.

6.3.17.14 Для ограничения выезда автоцистерны по окончании слива, на выезде предусматривается установка шлагбаума.

### **6.3.18 Испытательная лаборатория**

6.3.18.1 Испытательная лаборатория предназначена для проведения регулярного аналитического контроля параметров НГВС, добытых нефти и попутного нефтяного газа и вспомогательных материалов.

6.3.18.2 Перечень методов испытаний для аналитического контроля физико-химических свойств нефти, попутного нефтяного газа, воды должен соответствовать документам, устанавливающим параметры.

- для нефти - не ниже требований технического регламента;
- для попутного нефтяного газа в соответствии с ГОСТ 5542; для газа, подаваемого другим потребителям необходимо учитывать технические требования организации-потребителя;
- для воды, подаваемой на хозяйственно-бытовые нужды – санитарно-эпидемиологическим нормам и правилам [30];
- для воды, подаваемой на производственные нужды в соответствии с требованиями технологического процесса;
- для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины в соответствии с 6.3.4.5.

6.3.18.3 Проект на испытательную лабораторию должен содержать:

- перечень объектов и методов испытаний в соответствии с функциональными задачами проектируемой испытательной лаборатории;
- объёмы (периодичность) испытаний;
- перечень помещений для проведения всех объемов испытаний, вспомогательных и бытовых помещений;
- архитектурно-строительное решение по проектированию помещений лаборатории;

- системы отопления, теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования, водоснабжения, канализации, электроснабжения, освещения, молниезащиты, заземления, связи;
- мероприятия по взрывопожарной и пожарной безопасности, в том числе пожарной сигнализации и оповещения о пожаре;
- мероприятия по охране труда, режиму безопасности и гигиены труда;
- системы контроля доступа, охранной сигнализации, видеонаблюдения;
- лабораторное оборудование в соответствии с ГОСТ ИСО/МЭК 17025.

6.3.18.4 Внутренняя планировка здания (помещения) лаборатории должна соответствовать характеру выполняемых испытаний и состоять из ряда обособленных помещений.

В состав внутренней планировки здания лаборатории должны входить:

- помещения для проведения аналитических испытаний;
- помещение весовой;
- помещение моечной (допустимо совмещать моечную с помещением для приёма проб или допустимо отдельное помещение для приёма проб);
- помещение для хранения лабораторной посуды, приборов;
- помещение для бытовых нужд (предназначенное для хранения, очистки и сушки уборочного инвентаря);
- санузел;
- гардеробная;
- душевая;
- аварийный душ;
- помещение для приема пищи;
- помещение для компьютерной и множительной техники;
- помещение для руководителя лаборатории;
- помещение для инженерно-технических работников (при необходимости);
- помещение архива;
- помещения для приточной системы вентиляции;
- помещения для вытяжной системы вентиляции;
- помещение электрощитовой;
- помещение теплового и водомерного узла с размещением приборов контроля, управления и автоматизации.

6.3.18.5 Помещения лаборатории должны иметь выход в коридор здания или непосредственно наружу. Лаборатория кроме главного входа должна иметь запасной выход (выходы).

6.3.18.6 В лаборатории для проведения каждого вида аналитического испытания оборудуется отдельное рабочее место.

Площадь рабочего места должна быть не менее 4,5 м<sup>2</sup>, высота помещений - не менее 3,25 м.

6.3.18.7 В производственных помещениях лаборатории необходимо предусматривать хранение суточного запаса химических реактивов (в том числе ЛВЖ, ГЖ, прекурсоров). Хранение запаса химических реактивов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВЖ, ГЖ, в том числе прекурсоров), превышающего суточную потребность лаборатории, необходимо предусматривать в отдельном (или отдельно стоящем) складе из расчёта на 12 месяцев, если иное не указано в задании на проектирование.

6.3.18.8 Хранение проб нефти и нефтепродуктов осуществляется в соответствии с ГОСТ 2517.

6.3.18.9 Возможность совместного хранения жидких и твердых химреактивов в помещениях лаборатории и склада реактивов определяется на основе количественного учета показателей пожарной опасности, токсичности, химической активности, а также однородности применения средств пожаротушения в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 (приложение 7).

## **6.4 Методы повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти**

### **6.4.1 Заводнение пластов**

6.4.1.1 Метод заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное, площадочное, очаговое, блоковое, комбинированное), объемы закачки, давления нагнетания воды, количество нагнетательных скважин и их расположение, ввод фонда нагнетательных скважин по годам разработки, требования к качеству закачиваемой воды и другие данные для проектирования принимаются в соответствии с техническим проектом на разработку конкретного месторождения нефти, утвержденным в установленном порядке.

6.4.1.2 Для заводнения нефтяных пластов следует использовать воды, физико-химические свойства которых обеспечивают продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин, в первую очередь пластовые и сточные воды нефтепромысловых объектов.

6.4.1.3 Требования к физико-химическим свойствам закачиваемой воды устанавливается техническим проектом разработки месторождения.

6.4.1.4 Заводнение нефтяных пластов следует проектировать по одной из следующих схем:

- низконапорные водоводы – КНС – высоконапорные водоводы – БНГ – высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины;
- низконапорные водоводы – КНС - БНГ - высоконапорные водоводы к ВРП – ВРП - высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины;
- низконапорные водоводы - ШНС – высоконапорные водоводы - нагнетательные скважины;
- низконапорные водоводы – ШНС - ВРП - высоконапорные водоводы - нагнетательные скважины;
- низконапорные водоводы - ВРП – низконапорные водоводы - нагнетательные скважины с установленными в них высоконапорными насосами;
- водозаборная скважина с высоконапорным насосом – высоконапорные водоводы – ВРП- высоконапорные водоводы – нагнетательные скважины;
- водозаборная скважина с высоконапорным насосом – нагнетательная скважина («тандем»).

6.4.1.5 Выбор схемы заводнения нефтяных пластов, размещение кустовых насосных станций и определение их производительности следует осуществлять с учетом требуемого давления, объемов закачки, расположения скважин, геологической характеристики продуктивных пластов, рельефа местности, климатических и других условий.

6.4.1.6 В зависимости от принятой схемы заводнения в состав сооружений входят:

- низконапорные водоводы;
- кустовые насосные станции (КНС);
- шурфные насосные станции (ШНС);
- блочные напорные гребенки (БНГ);
- высоконапорные водоводы;
- водораспределительные пункты (ВРП);
- водозаборные скважины с высоконапорными насосами;
- нагнетательные скважины с высоконапорными насосами;
- нагнетательные скважины;
- горизонтальные насосные установки.

6.4.1.7 В систему заводнения могут входить также сооружения водоснабжения (водозаборы, насосные станции I и II подъема, водоочистные сооружения), при использовании их только для данной системы.

6.4.1.8 В целях снижения энергозатрат, рекомендуется рассматривать варианты:

- размещение КНС или ШНС в непосредственной близости от объектов подготовки нефти и сброса попутной пластовой воды, для

подачи воды безнасосным способом используя гидростатическое давление в РВС или других аппаратах;

- разделение направлений закачки по уровням давления в случаях существенного различия давлений нагнетания, для возможности закачки отдельными насосами с разными характеристиками подачи и напора;
- установки дожимных насосов на группу нагнетательных скважин, требующих существенно большего давления закачки относительно остального фонда нагнетательных скважин;
- установки подпорной насосной станции при недостаточном гидростатическом давлении в РВС для обеспечения необходимого напора на приеме насосов КНС.

6.4.1.9 Кустовая насосная станция предназначена для закачки воды в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления (ППД).

Централизованная КНС включает в себя комплекс сооружений:

- блочно-кустовая насосная станция (БКНС) или здание капитального исполнения – КНС;
- блок напорной гребенки (БНГ) – при необходимости; БНГ может размещаться внутри БКНС/КНС;
- дренажная емкость – для сбора постоянных утечек от сальников насосов и периодических дренажей при опорожнении трубопроводов и канализации от смыва полов;
- буфер-сепараторы (при необходимости) – для разгазирования пластовой воды, сбора механических примесей (песка), поступающей из водозаборных скважин и создания подпора насосам;
- свеча рассеивания газа (при необходимости) – для рассеивания выделившегося газа из буфер-сепараторов;
- подпорной насосной станции (при необходимости) – для создания требуемого давления нагнетания на выкиде основных насосов БКНС, исключения кавитации основным насосам;
- блока реагентного хозяйства (БРХ) (при необходимости) – для ввода различных ингибиторов и бактерицидов для борьбы с внутренней коррозией оборудования и труб, подавления биоциноза, прочее;
- технологические трубопроводы по обвязке вышеперечисленных сооружений в границах площадки КНС.

6.4.1.10 Кустовые насосные станции проектируются блочными заводского изготовления или в капитальном исполнении по заданию заказчика. Компонировки насосных станций решаются проектом.

6.4.1.11 Выбор типа и числа насосов производится в зависимости от физико-химических свойств воды и параметров закачки (расчетного рабочего давления, заданной максимальной закачки - производительности насосов) и режима перекачки.

6.4.1.12 Установленные в КНС насосные агрегаты должны работать в оптимальном режиме при различных (по годам разработки) объемах закачки воды.

С целью обеспечения работы насосов КНС в экономичном режиме рекомендуется проведение мероприятий, обоснованных технико-экономическими расчетами: замена насоса, установка дополнительного насоса, применение частотно-регулируемого привода (ЧРП).

6.4.1.13 В кустовых насосных станциях следует предусматривать установку резервных агрегатов, количество которых следует определять в соответствии с 5.13.

6.4.1.14 Трубопроводная обвязка насосов на всасывании должна обеспечивать равномерное распределение перекачиваемой воды, иметь минимальную протяженность и гидравлическое сопротивление, исключать образование во всасывающих трубопроводах воздушных мешков.

6.4.1.15 Насосы должны оснащаться блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу при отсутствии перемещаемой жидкости в корпусе насоса.

6.4.1.16 Для сбора утечек воды от уплотнений насосов и дренажа необходимо предусматривать емкость с выводом от нее сигнала верхнего уровня на щит оператора.

6.4.1.17 На всасывающих и напорных трубопроводах насосов необходимо предусматривать установку приборов для измерения давления. Необходимость установки расходомера на напорном трубопроводе насоса определяется проектом.

6.4.1.18 На напорных трубопроводах насосов необходимо устанавливать обратные клапаны и запорно-регулирующую арматуру, а при необходимости – запорно-регулирующую арматуру с электроприводом. При работе поршневых насосов на выкиде помимо обратного клапана, необходим и предохранительный клапан с сбросной линией на вход насоса.

6.4.1.19 Высоковольтные двигатели насосов ЦНС рекомендуется оснащать устройствами плавного пуска или частотно-регулируемым приводом. Выбор оборудования следует осуществлять на основании технико-экономических расчетов и технологической целесообразности.

6.4.1.20 Кустовые насосные станции должны проектироваться для работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала в насосной станции.

6.4.1.21 Монтаж и демонтаж оборудования КНС следует осуществлять с помощью выкатных устройств или передвижных грузоподъемных механизмов и стационарными грузоподъемными



механизмами. Габариты ворот должны обеспечивать возможность монтажа и демонтажа агрегатов без разборки.

6.4.1.22 Для высоконапорных трубопроводов, прокладываемых внутри КНС, и при наземной и надземной прокладке на наружных площадках, испытательное давление должно быть не менее 1,5 рабочего (расчетного) давления.

6.4.1.23 Шурфная насосная станция предназначена для закачки воды в нефтяные пласты.

6.4.1.24 Шурфные насосные станции целесообразно применять:

- для уменьшения протяженности высоконапорных водоводов и приближения насосных станций к нагнетательным скважинам;
- при незначительных объемах закачиваемой воды.

6.4.1.25 Размещение шурфов допускается как на открытой площадке, так и в закрытом здании.

6.4.1.26 Шурфные насосные станции должны оснащаться приборами контроля с выводом показаний в операторную.

6.4.1.27 Остальные требования, предъявляемые к проектированию шурфных насосных станций аналогичны требованиям к КНС.

6.4.1.28 Блок напорной гребенки (БНГ) предназначен для распределения воды, поступающей от КНС (ШНС) к водораспределительным пунктам (ВРП), размещенным на месторождении нефти и близлежащих нагнетательных скважинах, при разветвленной системе высоконапорных водоводов от КНС.

6.4.1.29 Водораспределительные пункты предназначены для распределения и учета расхода воды, поступающей от блока напорной гребенки к нагнетательным скважинам.

6.4.1.30 Блоки напорных гребенок и водораспределительные пункты, как правило, должны проектироваться заводского исполнения закрытого типа в блочном исполнении и открытого исполнения. Компоновки БНГ и ВРП решаются проектом.

6.4.1.31 В комплект поставки БНГ и ВРП должны входить:

- трубная обвязка и запорно-регулирующая арматура;
- приборы замера расхода воды по каждой выходящей линии, диапазон измерения которых должен перекрывать весь рабочий диапазон от минимального до максимального значения по каждому направлению (при необходимости);
- дренажная линия для опорожнения каждого участка трубной обвязки.

6.4.1.32 Значения испытательного давления для технологических трубопроводов внутри КНС, БГ и ВРП принимаются по ГОСТ 32569.

Рекомендуется оснащать фланцевые соединения трубопроводов (в том числе соединения запорной арматуры), рассчитанных на рабочее давление 10 МПа и более, защитными кожухами.

6.4.1.33 При обустройстве устья нагнетательной скважины должны предусматриваться:

- приустьевая площадка;
- площадка под инвентарные приемные мостки;
- площадка под передвижной ремонтный агрегат.

При необходимости на площадке устья скважины предусматривается:

- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узел контроля коррозии;
- лубрикаторная площадка;
- емкость для сбора промышленных и дождевых стоков с приустьевого шахтного колодца;
- ограждение территории устья скважины.

6.4.1.34 Восстановление приемистости нагнетательных скважин следует предусматривать методами, исключающими излив воды на поверхность земли (кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.).

6.4.1.35 Сбор дождевых стоков с приустьевой площадки нагнетательной скважины не предусматривается.

6.4.1.36 Загрязненные стоки при ремонте скважин должны собираться в инвентарные поддоны и емкости, которыми должны быть оснащены ремонтные бригады.

6.4.1.37 К низконапорным водоводам систем заводнения относятся трубопроводы, прокладываемые от источника водоснабжения до КНС, ШНС, ВРП и нагнетательных скважин.

6.4.1.38 Низконапорные водоводы обеспечивают подачу очищенных пластовых, производственно-дождевых, бытовых, сточных вод, а также воды из внешнего источника (подземного или поверхностного) к КНС, ШНС, ВРП или непосредственно к нагнетательной скважине (при установке в ней высоконапорного насоса) для использования в системе заводнения.

6.4.1.39 К высоконапорным водоводам системы заводнения относятся трубопроводы, прокладываемые между КНС (ШНС), БНГ, ВРП и нагнетательными скважинами.

6.4.1.40 Гидравлический расчет низконапорных и высоконапорных водоводов систем заводнения должен выполняться на базе данных технических проектов на разработку месторождения нефти.

Гидравлический расчет низконапорных и высоконапорных водоводов следует выполнять, исходя из максимального объема закачки воды в скважины по годам разработки месторождения нефти.

По результатам расчетов принимается ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр применяемых труб, обеспечивающий транспорт воды в течение рассматриваемого периода.

6.4.1.41 Низконапорные и высоконапорные водоводы систем заводнения следует проектировать в соответствии с ГОСТ Р 55990.

На территории кустов скважин, КНС и других технологических площадках низконапорные и высоконапорные водоводы следует относить к технологическим трубопроводам и проектировать в соответствии с ГОСТ 32569.

6.4.1.42 Выбор материала труб и соединительных деталей следует выполнять в соответствии с 6.19.

6.4.1.43 После выбора основных параметров и материального исполнения трубопроводов проводят поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом всех действующих нагрузок с применением лицензионного программного обеспечения.

6.4.1.44 За рабочее давление в высоконапорных водоводах заводнения принимается максимальное давление, создаваемое насосами при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора (давления нагнетания) на устье нагнетательной скважины, определяемого по техническому проекту разработки, и разности геодезических отметок рельефа местности.

6.4.1.45 Потери напора в высоконапорных водоводах от насосов КНС (ШНС) до устья нагнетательных скважин рекомендуется принимать не более 5 — 7% от рабочего давления, развиваемого на КНС (ШНС). При обосновании допускается увеличение потерь напора.

6.4.1.46 Толщина стенки низконапорных и высоконапорных водоводов определяется расчетом в соответствии с 6.19.

6.4.1.47 Давление испытания на прочность и герметичность низконапорных и высоконапорных водоводов систем заводнения назначается в соответствии с ГОСТ Р 55990 и/или ГОСТ 32569.

6.4.1.48 Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при перекачке воды следует предусматривать некоторые из следующих мероприятий:

- применение материалов, стойких к коррозионному воздействию;
- ввод ингибиторов коррозии;
- внутреннее защитное покрытие труб (при соответствующем технико-экономическом обосновании).

Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии должна предусматриваться комплексно: защитными покрытиями и, как правило, средствами ЭХЗ. При соответствующем обосновании допускается применение только защитных покрытий.

Основные положения по применению защитных покрытий приведены в 6.16.

6.4.1.49 Низконапорные водоводы систем заводнения проектируются подземными, наземными (в насыпи) или надземными на опорах. Прокладку высоконапорных водоводов систем заводнения следует выполнять, как правило, подземным способом. Надземная прокладка высоконапорных водоводов допускается в виде исключения при соответствующем обосновании (в районах распространения ММГ и при других сложных грунтовых условиях). Надземная и наземная прокладки водоводов допускаются только при наличии эффективной системы обогрева и теплоизоляции трубопроводов.

6.4.1.50 Глубину прокладки низконапорных и высоконапорных водоводов систем заводнения следует определять в соответствии с ГОСТ Р 55990.

6.4.1.51 Для предотвращения замерзания водоводов рекомендуется использовать электрообогрев. Выбор системы электрообогрева определяется проектом. Проектирование электрообогрева трубопроводов осуществляется в соответствии с 6.11.

6.4.1.52 При проектировании трубопроводов в районах распространения ММГ необходимо предусматривать мероприятия для предохранения транспортируемой воды от замерзания:

- высокоэффективную тепловую изоляцию трубопроводов;
- подогрев трубопроводов;
- подогрев воды.

Конкретный перечень мероприятий для предохранения транспортируемой воды от замерзания определяется проектом, с учетом экономически оправданного источника тепла, в том числе вторичных источников тепла с технологии.

6.4.1.53 Прокладка в одной траншее более трех высоконапорных водоводов не рекомендуется.

#### **6.4.2 Прочие методы повышения степени извлечения, интенсификации добычи нефти**

6.4.2.1 Методы повышения степени извлечения, интенсификации добычи нефти применяются для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа, в том числе для снижения вязкости, увеличения эффективности заводнения, отбора остаточной нефти из обводненных зон.

6.4.2.2 Схема закачки в пласт агентов (тип агента, режим закачки непрерывный, периодический), требования к сырью, объемы закачки и давление нагнетания, ввод фонда скважин по годам должны приниматься по данным технического проекта на разработку месторождения нефти.

6.4.2.3 Схемы распределения агентов для закачки в пласт:

- коллекторная – подача агентов к скважинам (кустам скважин) осуществляется по трубопроводам-отводам от основного коллектора, идущего от установки подачи агента;
- лучевая – подача агента к каждой одиночной скважине (кусту скважин) осуществляется по отдельному трубопроводу от установки подачи агента;
- разветвленная – совмещение коллекторной и лучевой систем подачи агента.

Схема распределения агентов закачки в пласт определяется проектом в зависимости от расположения нагнетательных скважин.

6.4.2.4 Конструкция, монтаж, сварка, испытания и контроль качества сварных соединений межблочных и внутривысотных трубопроводов, а также трубопроводов в пределах кустовых площадок скважин должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 32569, СП 75.13330.

6.4.2.5 Для обвязки блоков подготовки и подачи агентов допускается применение гидравлических шлангов, поставляемых в комплекте с применяемым оборудованием.

6.4.2.6 В процессе добычи нефти предусматривается систематический замер суммарного расхода закачиваемого агента и расхода агента, нагнетаемого в каждую скважину.

6.4.2.7 При прокладке водоводов и газопроводов должно быть предусмотрено исключение возможности замерзания воды в водоводах и вымораживания выпадающей влаги в газопроводах. Для этого следует предусматривать средства и мероприятия, такие как (определяется проектом):

- прокладка подземных трубопроводов ниже глубины промерзания грунта;
- теплоизоляция трубопроводов;
- обогрев трубопроводов;
- устройства для опорожнения водоводов при их остановке (дренаж в пониженных точках рельефа местности, продувка сжатым воздухом и т.д.).

6.4.2.8 Закачка в пласт теплоносителей. Для повышения нефтеотдачи предусматривается система закачки в пласт пара или горячей воды.

6.4.2.9 Сооружения для закачки в пласт теплоносителей включают в себя: пункт подготовки теплоносителя, инженерные коммуникации (трубопроводы, компенсаторы температурных деформаций), распределительные пункты, устьевое оборудование. В составе пункта подготовки теплоносителя в зависимости от типа теплоносителя (пар или вода) предусматривается парогенераторная или водогрейная установка, а также сопутствующие сооружения.

Набор оборудования подлежит уточнению в проекте.

6.4.2.10 Парогенераторная установка включает в себя следующие блоки:

- блок парогенератора;
- блок водоподготовки;
- блок пускового сепаратора;
- блок подготовки жидкого топлива (если предусматривается работа установки на жидком топливе).

6.4.2.11 Водогрейная установка включает в себя:

- водогрейные котлы;
- блок водоподготовки;
- блок подготовки жидкого топлива (если предусматривается работа установки на жидком топливе);
- насосы подачи воды к скважинам.

6.4.2.12 Сопутствующие сооружения пункта подготовки теплоносителя включают:

- емкости исходной воды;
- емкости сбора минерализованного стока;
- емкости запаса жидкого топлива (если предусматривается работа установки на жидком топливе);
- склады химических реагентов для системы водоподготовки.

6.4.2.13 Парогенераторные и водогрейные установки должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.14 Необходимость применения распределительных пунктов, их количество и расположение определяются проектом в зависимости от размеров месторождения нефти и системы нагнетания.

6.4.2.15 Распределительные пункты должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.16 Конструкция, монтаж, сварка, испытания и контроль качества сварных соединений трубопроводов газоснабжения должны выполняться в соответствии с ГОСТ Р 55990.

6.4.2.17 Конструкция, монтаж, сварка, испытания и контроль качества сварных соединений трубопроводов подачи пара и горячей воды, а так же оборудования должны выполняться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [19].

6.4.2.18 Прокладка трубопроводов пара и горячей воды должна быть надземной на низких опорах.

6.4.2.19 При любом способе прокладки в зонах с наличием многолетнемерзлых грунтов должно обеспечиваться сохранение грунтов в мерзлом состоянии.

6.4.2.20 На нагнетательных скважинах должна применяться термостойкая устьевая арматура.

6.4.2.21 Оборудование скважин должно быть рассчитано на работу при максимальной эксплуатационной температуре.

6.4.2.22 Должен быть обеспечен учет потребляемого газа.

6.4.2.23 Внутрипластовое горение. Для осуществления процесса внутрипластового горения предусматривается система закачки в пласт воздуха и воды.

6.4.2.24 Система закачки в пласт воздуха и воды для обеспечения внутрипластового горения включает в себя головные сооружения подачи воздуха и воды, инженерные коммуникации (воздуховоды и водоводы высокого давления, технологические трубопроводы), воздухо- и водораспределительные пункты, устьевое оборудование. Кроме этого, оборудование может включать станции подачи катализаторов, добавочного топлива (жидкого или газообразного) и других агентов.

Набор оборудования подлежит уточнению в проекте.

6.4.2.25 В составе головных сооружений для закачки воздуха и воды предусматриваются следующие основные объекты:

- компрессорная воздуха;
- насосная станция для закачки воды;
- узлы замера и регулирования;
- установка подачи ингибитора коррозии;
- технологические трубопроводы.

6.4.2.26 Проектирование компрессорных воздуха должно производиться в соответствии с 6.2.8.

6.4.2.27 Проектирование насосных станций для закачки воды должно производиться в соответствии с 6.4.1.

6.4.2.28 Компрессорные и насосные установки должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.29 Конструкция, монтаж, сварка, испытания и контроль качества сварных соединений трубопроводов подачи воздуха и воды в скважины должны выполняться в соответствии с 6.2.6 и ГОСТ Р 55990.

6.4.2.30 Прокладка воздуховодов и водоводов высокого давления должна быть подземной.

6.4.2.31 При проектировании продувочных систем напорных сетей и коллекторов необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению образования гидратов.

6.4.2.32 Необходимость применения воздухо- и водораспределительных пунктов определяется проектом. Количество и расположение распределительных пунктов на месторождении определяются в зависимости от размеров месторождения и системы нагнетания.

6.4.2.33 Воздухо- и водораспределительные пункты должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.34 Регулирование подачи воздуха и воды может осуществляться непосредственно на устьях нагнетательных скважин без распределительных пунктов.

6.4.2.35 При нагнетании сжатого воздуха необходимо контролировать состав газовой смеси добывающих скважин. Содержание кислорода в газовой смеси скважин не должно превышать 10 %.

6.4.2.36 Технологическая схема воздухо- и водораспределительных пунктов должна предусматривать возможность автоматического регулирования расхода агентов по нагнетательным скважинам с передачей показаний расхода и давления на диспетчерский пункт.

6.4.2.37 Оборудование скважин должно быть рассчитано на работу при максимальной эксплуатационной температуре.

6.4.2.38 Устьевая арматура нагнетательных скважин должна обеспечивать установку нагревателя для инициирования горения в пласте с учетом конкретного способа зажигания.

6.4.2.39 Физико-химические методы. Для повышения нефтеотдачи предусматриваются физико-химические методы с закачкой в пласт реагентов (поверхностно-активные вещества, полимеры, щелочи, кислоты, уголекислоты, мицеллярные растворы и др.).

6.4.2.40 Сооружения систем закачки в пласт реагентов включают в себя установки подачи реагента, емкости хранения реагентов, инженерные коммуникации (трубопроводы, компенсаторы температурных деформаций), устьевое оборудование.

Набор оборудования подлежит уточнению в проекте.

6.4.2.41 Установки подачи реагента должны проектироваться, в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.42 В зависимости от применяемой технологии может быть предусмотрена подача реагента в скважину или в водоводы системы заводнения скважин.

6.4.2.43 При закачке в пласт серной кислоты ( $H_2SO_4$ ) должны быть предусмотрены специальные меры по предотвращению коррозии в системе закачки.

6.4.2.44 Устьевая арматура при закачке реагентов повышенной коррозионной активности должна быть специального коррозионностойкого исполнения.

6.4.2.45 При проектировании объектов обустройства месторождения нефти с применением конкретного физико-химического метода повышения нефтеотдачи необходимо руководствоваться дополнительными рекомендациями и инструкциями применяемого оборудования и агентов. Не допускается



при проектирование применение реагентов, содержащих хлорограницеские соединения, формальдегиды и меркаптаны.

6.4.2.46 Закачка в пласт полимеров. При обустройстве месторождения нефти для полимерного заводнения, дополнительно к обычному оборудованию требуется установка для приготовления раствора полимера и закачки его в нагнетательные скважины. При этом конструктивных изменений оборудования добывающих скважин и системы сбора, как правило, не требуется.

6.4.2.47 Установка для приготовления и закачки раствора полимера состоит из трех основных блоков:

- блок водоподготовки (при необходимости);
- смесительный блок;
- блок растворения;
- высоконапорный блок.

Блок растворения применяется в случае недостаточной растворимости полимера в закачиваемой воде.

6.4.2.48 Установки для приготовления и закачки раствора полимера должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.49 Основная схема закачки должна предусматривать дозирование полимера в водовод высокого давления тихоходными плунжерными насосами.

6.4.2.50 При приготовлении и перекачке полимерных растворов не рекомендуется применять центробежные насосы, вызывающие сильную механическую деструкцию.

6.4.2.51 Рекомендуется перекачивать суспензию полимера в воде. При этом необходимо гарантировать возможность полного дорастворения полимера в водоводах при транспорте от установки до скважины.

6.4.2.52 Должны быть исключены участки водоводов с местными сопротивлениями (кроме деталей трубопроводов): неполнопроходная арматура, не допускается применение расходомеров диафрагменного типа и т.п.

6.4.2.53 Пробоотборные краны должны устанавливаться до и после дозирочного насоса установки подачи полимера, на водораспределительном пункте и устье каждой скважины. Краны устанавливаются вертикально вверх.

6.4.2.54 На установке для приготовления раствора полимеров должен быть предусмотрен склад хранения реагентов. Запас реагентов рассчитывается исходя из возможностей регулярного пополнения склада.

6.4.2.55 Газовые и водогазовые методы. Для повышения нефтеотдачи предусматривается закачка в пласт газа и водогазовых смесей с использованием углеводородного и углекислого газов.

6.4.2.56 Системы закачки в пласт газа и водогазовых смесей включают в себя головные сооружения, инженерные коммуникации (коллекторы воды и газа, технологические трубопроводы), газоводораспределительные пункты, устьевое оборудование.

Набор оборудования подлежит уточнению в проекте.

6.4.2.57 Сооружения технологического комплекса по закачке в пласт газа и воды, размещаемые на головных сооружениях имеют следующий состав:

- компрессорная станция высокого давления;
- установка подготовки газа (осушка газа и очистка от сероводорода);
- технологические (внутриплощадочные) трубопроводы;
- газораспределительная станция (ГРС);
- факельная система;
- кустовая насосная станция.

6.4.2.58 При использовании для закачки в скважину попутно добываемого углекислого газа предусматривается система регенерации попутно добываемого углекислого газа и систему подачи регенерированного углекислого газа в скважину (трубопроводы, насосные или компрессорные установки).

6.4.2.59 Проектирование объектов по закачке воды в пласт следует осуществлять в соответствии 6.4.1.

6.4.2.60 Расположение головных сооружений по отношению к объектам сбора и подготовки нефти, газа и воды определяется проектом.

6.4.2.61 Должны быть предусмотрены мероприятия по борьбе с гидратообразованием при перекачке газа и газовой смесей.

6.4.2.62 При совместной закачке в пласт газа и воды в зависимости от конкретных условий подачи газовой смеси в нагнетательные скважины смешение газа и воды может быть осуществлено на головных сооружениях, газоводораспределительных пунктах и непосредственно у скважины.

При смешении газа и воды на головных сооружениях осушка газа не производится.

6.4.2.63 Проектирование компрессорных станций закачки газа должно производиться в соответствии с 6.5.3.

6.4.2.64 Для закачки углекислого газа в пласт компрессорное оборудование должно быть специального коррозионностойкого исполнения.

6.4.2.65 Проектирование насосных станций для закачки воды должно производиться в соответствии с 6.4.1.2.

6.4.2.66 Компрессорные и насосные установки должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.67 ГРС должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.68 При лучевой схеме распределения газа и воды, в случае последовательной или попеременной закачки газа и воды в пласт, регулирование расхода и учет газа на ГРС производится по каждой нагнетательной скважине.

6.4.2.69 При организации процесса смешения газа и воды на головных сооружениях узел смешения рекомендуется включать в состав ГРС.

6.4.2.70 При закачке в пласт углекислого газа, выбор и расчет емкостной и теплообменной аппаратуры, технологических трубопроводов и другого оборудования должен производиться с учетом коррозионных свойств углекислого газа.

6.4.2.71 Распределительные пункты в зависимости от условий распределения газа, воды и водогазовой смеси могут проектироваться как для нагнетания газа и закачки воды, так и для закачки только газа или воды.

6.4.2.72 Распределительные пункты должны проектироваться в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.73 При совмещении процесса распределения газа и воды в одном блоке класс взрывоопасности принимается по газу.

6.4.2.74 Технологическая схема распределительных пунктов должна обеспечивать возможность регулирования и замера газа и воды для каждой нагнетательной скважины, с передачей показаний расходов давления на головные сооружения.

6.4.2.75 Рекомендуется подземная прокладка напорных сетей.

6.4.2.76 Конструкция, монтаж, сварка, испытания и контроль качества сварных соединений трубопроводов подачи углеводородного газа и газовой смеси в скважины должны выполняться в соответствии с 6.4.2 и ГОСТ Р 55990.

6.4.2.77 Проектирование напорных сетей и коллекторов для закачки в пласт воды следует осуществлять в соответствии с требованиями к высоконапорным водоводам.

6.4.2.78 При проектировании продувочных систем напорных сетей и коллекторов необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению образования в них гидратов.

6.4.2.79 С целью предотвращения перетока газа в систему закачки воды в пласт, на разводящих водоводах высокого давления следует предусматривать установку обратных клапанов перед нагнетательными скважинами, смесителями и врезками в газопроводы.

6.4.2.80 При закачке в пласт углекислого газа устьевая арматура нагнетательных и добывающих скважин, оборудование

системы сбора нефти, должны выбираться с учетом коррозионных свойств углекислого газа и обеспечивать надежную работу скважины.

## **6.5 Газлифтная добыча нефти**

### **6.5.1 Общая часть**

6.5.1.1 Схема газлифтной добычи (компрессорный или безкомпрессорный газлифт, режим газлифта-непрерывный, периодический), объёмы закачки газа и давления нагнетания, ввод фонда скважин по годам должны приниматься по данным технического проекта на разработку месторождения нефти.

6.5.1.2 Газоснабжение газлифтных систем следует предусматривать на основании технико-экономических расчетов:

- централизованное при подаче газа от компрессорной станции или газовой залежи на группы скважин (кусты);
- локальное при подаче газа от компрессорной станции или газовой скважины на скважину для газлифтной эксплуатации в пределах куста скважин.
- Для предотвращения гидратообразования в газлифтных системах следует предусматривать:
  - осушку газа;
  - подогрев газа с помощью теплообменников, использующих тепло продукции скважин;
  - подачу ингибиторов гидратообразования;
  - подогрев газа с помощью блочных печей подогрева;
  - применение греющих кабелей для трубопроводов и оборудования.

Метод предупреждения гидратообразования в газлифтных системах определяется в проекте.

6.5.1.3 Внеплощадочные газопроводы следует проектировать в соответствии с 6.2.6 и ГОСТ Р 55990.

### **6.5.2 Обустройство скважины для газлифтной эксплуатации**

6.5.2.1 Состав сооружений для одиночных скважин и кустов скважин, в том числе и для газлифтных представлены в 6.2.2 и 6.2.3.

6.5.2.2 В зависимости от схемы газлифтной эксплуатации на кусте скважин должно устанавливаться технологическое оборудование в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 — Технологическое оборудование газлифтной добычи нефти

Наименование	Наименование оборудования
--------------	---------------------------

схемы газлифта, источник газа высокого давления	Нефтегазовый сепаратор	Газораспределительная гребенка автоматизированная	Газораспределительная гребенка ручная	Пункт контроля и управления	Компрессорная станция
Централизованный газлифт, компрессорная станция	—	+	—	+	—
То же, газовая залежь	—	+	—	+	—
Локальный газлифт, компрессорная станция	+	+	+	+	+
То же газовая скважина	—	+	+	+	—
+ Оборудование устанавливается. — Оборудование не устанавливается.					

6.5.2.3 Необходимость установки газосепараторов, установок подачи ингибиторов, ручной гребенки и другого дополнительного оборудования, не вошедшего в таблицу, определяется при проектировании.

6.5.2.4 Каждая линия газораспределительной автоматизированной гребенки должна иметь манометр, термометр, автоматический регулятор расхода с ручным дублированием, расходомер. Допускается предусматривать ручное регулирование. В этом случае каждая линия газораспределительной ручной гребенки должна иметь манометр, термометр, узел ручного регулирования расхода и расходомер.

6.5.2.5 Газопроводы по территории куста скважин следует прокладывать подземно (непосредственно в грунте) и при проектировании учитывать ГОСТ 32569.

При подземной прокладке расстояние от верха трубы до поверхности отсыпанной площадки должно быть не менее 0,8 метра.

6.5.2.6 На линиях подачи газа от газораспределительных гребенок к скважинам должен быть установлен обратный клапан непосредственно у скважины. Каждая скважина должна отключаться

от сетей газа высокого давления не менее чем двумя запорными органами, включая фонтанную арматуру.

### **6.5.3 Газлифтная компрессорная станция**

6.5.3.1 Газлифтная компрессорная станция (КС) предназначена для подготовки и компримирования газа, подаваемого для газлифтной добычи нефти.

6.5.3.2 Технологические параметры и требования к газу, устанавливаются техническим проектом разработки месторождения.

Степень очистки и подготовки газа, подаваемого на компрессорную станцию, определяется техническими требованиями на компрессоры.

Для месторождений, в продукции скважин которых отсутствует сероводород, применение газа, с содержанием сероводорода, для газлифта не допускается.

6.5.3.3 Газопроводы газлифтной компрессорной станции должны проектироваться как технологические трубопроводы первой категории.

### **6.5.4 Узел предварительной очистки газа на входе в КС**

6.5.4.1 Узлы очистки газа следует проектировать из условий обеспечения требований технических условий на компрессорное оборудование по степени очистки газа от мехпримесей и жидкости.

6.5.4.2 Технологию и оборудование для очистки газов необходимо предусматривать с применением наиболее современных технологий, включающих эффективное сепарационное оборудование с повышенным процентом отделения капельной жидкости при минимальном перепаде давления.

6.5.4.3 Узел очистки газа должен обеспечивать качество очистки газа с учетом возможных прогнозируемых изменений поступающего состава газа на узел в течение всего срока эксплуатации.

Конструкция сепаратора должна обеспечивать высокую степень очистки 2÷5 мкм с полным удалением жидких фракций. Сепаратор должен быть оснащен запорной арматурой с дистанционным приводом во взрывозащищённом исполнении.

6.5.4.4 Узел предварительной очистки газа рекомендуется поставлять в блочно-комплектном исполнении, что должно быть отражено в заказной документации.

6.5.4.5 Для обеспечения непрерывной работы оборудование узла очистки должно иметь 100 % резервирование основного оборудования.

6.5.4.6 Узел предварительной очистки газа должен комплектоваться дренажной емкостью с погружным насосом для

сбора конденсата. Дренажные системы для отвода конденсата в автоматическом режиме должны быть разделены с дренажной системой ручного опорожнения оборудования.

6.5.4.7 Скорости движения продуктов в трубопроводах должны соответствовать 6.3.1.12.

6.5.4.8 Для контроля процесса очистки газа должны быть предусмотрены приборы контроля давления, температуры, расхода.

6.5.4.9 Узлы очистки газа должны располагаться на открытых площадках. Предотвращение замерзания жидкости в аппаратах и трубопроводах должно обеспечиваться обогревом и теплоизоляцией.

### **6.5.5 Узлы измерения и регулирования**

6.5.5.1 Узел измерения и регулирования должен обеспечивать измерение количества сырого газа, поступающего на КС, и газа, подаваемого в систему газлифта.

6.5.5.2 Узлы измерения (СИКГ) и регулирования газа допускается применять объединенными для сырого и скомпримированного газа или отдельными.

6.5.5.3 Устройство узлов измерений должно соответствовать 6.3.12.

### **6.5.6 Аппараты воздушного охлаждения**

6.5.6.1 Аппарат воздушного охлаждения (АВО) в компрессорной станции для газлифта предназначен для охлаждения газа на выходе из компрессора или с промежуточной ступени компримирования, а также в системе циркуляционного охлаждения. АВО также применяется для охлаждения масла маслосистемы компрессора и привода.

6.5.6.2 АВО должны выбираться согласно техническим требованиям на поставку. В целях снижения энергозатрат при эксплуатации рекомендуется оснащать приводы АВО частотно-регулируемым приводом с подключением к АСУ ТП.

6.5.6.3 АВО должен быть нагнетательного вида и изготавливаться в соответствии с ГОСТ Р 51364.

6.5.6.4 В зависимости от условий эксплуатации АВО должны оборудоваться:

- механизмами автоматического и дистанционного регулирования расхода воздуха посредством регулирования угла поворота лопастей вентилятора, частотным регулированием привода вентилятора, изменением положения жалюзи;
- штуцерами ввода ингибитора гидратообразования;
- узлами подогрева воздуха на входе в АВО, работа которых должна обеспечиваться от системы автоматики АВО;

- системой рециркуляции охлаждающего воздуха, системой увлажнения охлаждающего воздуха и поверхности теплообмена.

6.5.6.5 Регулированием угла поворотом лопастей вентилятора должно быть автоматическое с помощью пневмопривода (или электропривода) без остановки вентилятора.

6.5.6.6 Регулировка работы вентилятора должна обеспечивать поддержание заданной температуры воздуха при пуске и в рабочем режиме.

6.5.6.7 Должна быть предусмотрена возможность дистанционной, ручной регулировки положения жалюзей. Привод жалюзей должен быть оснащен позиционером.

6.5.6.8 Привод вентилятора должен быть непосредственно от тихоходного двигателя или через редуктор. Привод должен иметь от 10 до 20 % запаса мощности.

6.5.6.9 Материалы концов лопастей и коллектора вентилятора должны исключать возможность искрообразования в случае касания лопастей поверхности коллектора.

6.5.6.10 Лопasti вентилятора должны быть изготовлены из армированных пластических материалов улучшенной аэродинамики.

6.5.6.11 По требованию конкретного проекта в комплект поставки АВО может входить:

- коллекторная обвязка теплообменных секций с трубопроводной арматурой;
- система средств автоматизации с комплектом пусковой аппаратуры;
- вспомогательные подъемные устройства (при необходимости);
- выкатные устройства или тележки для монтажа и демонтажа привода вентилятора;
- фундаментные болты.

6.5.6.12 Сопроводительная документация на АВО должна включать инструкцию по монтажу, эксплуатации и ремонту. В инструкции должны быть приведены допустимые нагрузки на патрубки АВО или на присоединительные патрубки поставляемой трубной обвязки.

6.5.6.13 АВО должен быть размещен на наружной площадке в зоне отсутствия аэродинамических теней, препятствующих свободному забору воздуха, а также конструктивно предусматривать ограничение подхвата отработанного воздуха на вход в АВО.

6.5.6.14 Установку АВО следует предусматривать в ряд, с обеспечением возможности подъезда грузоподъемной техники для ведения ремонтных работ.

6.5.6.15 Площадка установки АВО должна иметь твердое покрытие, исключающее образование пылевых потоков при работе вентиляторов.



### **6.5.7 Факельная система КС**

6.5.7.1 Факельная система КС предназначена для приема газов в факельную систему от технологического оборудования КС.

6.5.7.2 Факельная система газлифтной КС преимущественно должна быть общей с факельной системой технологического комплекса, на котором она размещается.

6.5.7.3 Проектирование отдельной факельной системы для газлифтной КС должно быть технически обосновано.

6.5.7.4 Факельная система КС должна проектироваться в соответствии с разделом 6.3.15.

6.5.7.5 Пропускная способность факельного коллектора газлифтной КС должна определяться по сумме сбросов, подключенных к данному коллектору, но не менее производительности одного компрессора (агрегата), а также с учетом сброса объема газа при полной остановке КС.

6.5.7.6 Газожидкостные выбросы должны направляться в факельный коллектор через специальный сепаратор с дренажной емкостью.

## **6.6 Противопожарное водоснабжение, пожаротушение и водяное орошение**

6.6.1 Проектирование систем противопожарного водоснабжения и пожаротушения объектов, расположенных на территории месторождений нефти, следует вести в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации [8], СП 231.1311500, СП 4.13130, СП 5.13130, СП 8.13130, СП 10.13130, СП 155.13130, ГОСТ Р 12.3.047, а также с учетом строительных особенностей защищаемых зданий, помещений и сооружений, возможности и условий применения огнетушащих веществ, исходя из характера технологического процесса производства.

6.6.2 Расходы воды на пожарную защиту и пожаротушение из сети противопожарного водопровода высокого давления должны определяться расчетом, но приниматься не менее:

- для УПН (ЦПС) производительностью до 2 млн.т/год по подготовленной нефти 40 л/с;
- для УПН (ЦПС) производительностью более 2 млн.т /год по подготовленной нефти 80 л/с;
- для установки подготовки газа (УПГ) производительностью до 2 млрд.м3/год – 40 л/с;
- для установки подготовки газа (УПГ) производительностью более 2 млрд.м3/год – 80 л/с;
- для резервуарных парков – расчетом в соответствии с СП 4.13130, СП 155.13130;

- для зданий – в соответствии с СП 8.13130, СП 10.13130.

6.6.3 Восстановление противопожарного запаса должно производиться не более чем за 24 часа при пожаре на производственных объектах, и за 96 часов при пожаре в резервуарном парке.

6.6.4 Для хранения пенообразователя предусматривается не менее двух емкостей, допускается предусматривать одну емкость для запаса пенообразователя в количестве до 10 м<sup>3</sup>. Общий объем хранимого в емкостях запаса пенообразователя должен обеспечивать действие установки в течение трехкратного расчетного времени тушения пожара в резервуарных парках или расчетное количество и резерв огнетушащего вещества при тушении зданий, помещений и сооружений.

6.6.5 Резервуары и водоемы с запасами воды на цели наружного пожаротушения и наружного противопожарного водоснабжения должны отвечать требованиям СП 8.13130.2009 и СП 231.1311500.

6.6.6 Проектирование насосной станции пожаротушения следует вести в соответствии с СП 8.13130 и СП 31.13330.

6.6.7 У центрального входа в помещение станции должно быть световое табло. В машинном зале или смежном помещении насосной станции пожаротушения может быть размещено оборудование системы хранения, дозирования и смешения пенообразователя.

6.6.8 При размещении в машинном зале или смежном помещении системы хранения, дозирования и смешения пенообразователя, в помещении насосной станции для подключения установки пожаротушения к передвижной пожарной технике следует предусматривать трубопроводы с выведенными наружу патрубками, оборудованными соединительными головками.

6.6.9 Соединительные головки для забора воды мобильными средствами необходимо размещать с расчетом подключения и возможности размещения одновременно не менее двух пожарных автомобилей.

6.6.10 Для приготовления водных растворов пенообразователя в заданной концентрации и обеспечения инерционности не более 3 мин при стационарном автоматическом пенотушении резервуаров и нефтяных насосных станций применяются пеногенераторные блоки.

6.6.11 В состав пеногенераторного блока входят:

- емкости (емкость) для хранения товарного пенообразователя с системой дозирования пенообразователя;
- запорная арматура с электроприводом по направлениям к каждому резервуару или нефтяной насосной станции или узлы управления (электроприводная задвижка с обводной линией) по направлениям к каждому очагу пожара;

- узел подключения к передвижной пожарной технике;
- насосный агрегат для заправки и откачки пенообразователя из емкости;
- стеллаж для хранения напорных пожарных рукавов, ручных пенных стволов, пеногенераторов, универсальных переносных лафетных стволов, огнетушителей и других первичных средств пожаротушения.

6.6.12 Для хранения пенообразователя предусматривается не менее двух емкостей, допускается предусматривать одну емкость для запаса пенообразователя в количестве до 10 м<sup>3</sup>. Общий объем хранимого в емкостях запаса пенообразователя должен обеспечивать действие установки в течение трехкратного расчетного времени тушения пожара в резервуарных парках или расчетное количество и резерв огнетушащего вещества при тушении зданий, помещений и сооружений.

6.6.13 Сети противопожарного водопровода и сооружения на нем следует выполнять в соответствии с СП 8.13130 и СП 10.13130 с учетом требований СП 231.1311500, ГОСТ Р 12.3.047.

6.6.14 Здания компрессорных станций и газотурбинных электростанций, с приводом от двигателей, работающих на жидком топливе, отсеки с маслобаками газоперекачивающих агрегатов, размещаемые в блок-контейнерах или малообъемных индивидуальных зданиях, газотурбинные агрегаты электростанций, подлежат обязательной защите автоматическими установками пожаротушения (АУГП) и автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС).

6.6.15 При проектировании автоматических установок пожаротушения следует руководствоваться СП 5.13130.

6.6.16 Трубчатые печи типа ПТБ размещаемых на территории УПН (ЦПС) должны быть защищены автоматическими установками газового пожаротушения.

## **6.7 Водоснабжение для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд**

### **6.7.1 Водопотребители и нормы водопотребления**

6.7.1.1 На объектах обустройства месторождений нефти вода используется на следующие нужды:

- заводнение нефтяных пластов;
- бурение скважин (если это оговорено в задании на проектирование);
- производственные нужды (подготовку нефти, подготовку газа к транспорту, подпитку оборотных систем водоснабжения технологических установок и компрессоров, охлаждение насосов и

компрессоров, приготовление технологических растворов, промывку технологического оборудования и резервуаров, капитальный и текущий ремонты нефтяных скважин, котельные, мойку машин, оборудования и др.);

- хозяйственно-питьевые нужды;
- пожаротушение.

6.7.1.2 Расходы (норма) воды на заводнение нефтяных пластов принимаются по техническому проекту на разработку месторождения нефти.

6.7.1.3 Расходы (нормы) воды на производственные нужды следует определять в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 — Нормы расхода воды на производственные нужды

Наименование потребления на производственные нужды	Норма расхода воды, м <sup>3</sup> /сут	Часовой коэффициент неравномерности, К <sub>час</sub>
Бурение скважин на глинистом растворе, при централизованном его приготовлении и подготовительных работах к бурению	43	1
То же при индивидуальном приготовлении, при двух глиномешалках	72	2,5
То же при индивидуальном приготовлении, при пяти глиномешалках	72	1,6
Бурение скважин на воде в зависимости от времени долбления в часах за сутки (от 1,75 до 8 ч) при одновременно действующих буровых станках менее 3 скважин	225 — 900	2,5
То же, более 3 скважин	225 — 900	1,5
Капитальный и текущий ремонты скважин	3	2
Промывка резервуаров общей емкостью, м <sup>3</sup> менее 10000 включ.	36	12
То же свыше 10000 до 30000 включ.	72	12
То же свыше 30000	144	12

6.7.1.4 Расходы (норма) воды на производственные нужды следует принимать в каждом конкретном случае по паспортным данным установленного оборудования и в соответствии с технологическим расчетом. При этом должны быть рассмотрены мероприятия по уменьшению расхода свежей воды за счет применения рациональных технологических процессов, оборота воды, повторного использования сточных вод (подача отработанной воды после охлаждения насосов, компрессоров и другого оборудования; очищенных и обезвреженных, при необходимости, сточных вод в систему заводнения нефтяных пластов).

6.7.1.5 Расходы воды на хозяйственно-питьевые нужды обслуживающего персонала следует принимать в соответствии с СП 30.13330 и СП 31.13330.

6.7.1.6 Противопожарные расходы воды следует принимать в соответствии 6.6.

## 6.7.2 Параметры воды

6.7.2.1 На бурение скважин, промывку технологического оборудования, нужды строительства, капитальный и текущий ремонты скважин, мойку машин и оборудования следует использовать воды поверхностных источников (без специальной их подготовки), подземные (непригодные для питьевых целей) и морские.

При соответствующем обосновании могут использоваться очищенные и обеззараженные (при необходимости) сточные воды.

6.7.2.2 Требования к качеству воды, потребляемой на другие технологические нужды, должны устанавливаться в каждом конкретном случае в зависимости от целей и условий ее использования, требований технологического процесса с учетом установленного оборудования.

При отсутствии особых требований показатели качества воды следует принимать по таблице 6.

Таблица 6 — Показатели качества воды для объектов обустройства месторождений нефти

Наименование потребителей	Показатели качества воды			
	Общая жесткость, мг – экв/л	Прозрачность, см	pH	Содержание взвешенных частиц, мг/л
Теплообменные аппараты при закрытом цикле оборотного водоснабжения	Не более 5,0	Не менее 30	7 – 8,5	Не более 25

То же, при открытом цикле оборотного водоснабжения	Не более 5,0	Не менее 30	7 – 8	Не более 25
Охлаждение насосов (без применения оборотного водоснабжения)	Не более 7,0	Не менее 30	7 – 8,5	40 — 50
Охлаждение воздушных компрессоров (без применения оборотного водоснабжения)	Менее 7,0	Не менее 30	7 – 8,5—	Не более 25—

Для охлаждения насосов, компрессоров и другого оборудования предпочтение следует отдавать прямоточным системам охлаждения (без оборота), с забором пресной воды (при ее наличии и соответствующем качестве) из низконапорных водоводов системы заводнения и возвратам ее в ту же систему.

6.7.2.3 Параметры воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, принимаются в соответствии с техническим проектом на разработку месторождения нефти в зависимости от коллекторских свойств пласта и химической совместимости с пластовыми водами и водой пласта.

6.7.2.4 Вода, используемая на хозяйственно-питьевые нужды, должна отвечать требованиям санитарно-эпидемиологических норм и правил [30].

### 6.7.3 Системы водоснабжения

6.7.3.1 В зависимости от потребных расходов и параметров потребляемой воды для крупных объектов нефтедобычи (ЦПС, УПН, УПСВ, ДНС, КС с производственными и административно-бытовыми зданиями и сооружениями, системы заводнения и других объектов), могут предусматриваться следующие системы водоснабжения:

- производственная, в том числе для заводнения продуктивных горизонтов;
- противопожарная;
- производственно-противопожарная;
- хозяйственно-питьевая.

6.7.3.2 Выбор схем и систем централизованного водоснабжения объектов нефтедобычи следует осуществлять на основании технико-экономического сравнения вариантов и технических условий на водоснабжение. При необходимости, если это оговорено в задании на проектирование, централизованные системы производственного водоснабжения нефтепромысловых объектов

должны проектироваться с учетом необходимого расхода воды для бурения эксплуатационных скважин.

Подача воды от централизованной системы до буровых эксплуатационных скважин должна осуществляться по временным водоводам, которые не должны включаться в состав проекта обустройства месторождения.

6.7.3.3 Для одиночных скважин, кустов скважин, ИУ, ДНС (не имеющих резервуаров типа РВС) и без административно-бытовых зданий, производственное, противопожарное и хозяйственно-питьевое водоснабжение не предусматривается.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения отдельно стоящих зданий и сооружений, допускается использовать привозную воду

Устройство противопожарного водоснабжения приведено в разделе 6.6.

6.7.3.4 При проектировании систем водоснабжения для обеспечения оптимальной работы насосного оборудования при изменении водопотребления (неравномерный режим), рекомендуется применять двигатели с частотно регулируемым приводом.

6.7.3.5 Сооружения системы водоснабжения объектов нефтедобычи должны иметь резерв производительности (до 15% от расчетного расхода воды) на производственные и хозяйственно-питьевые нужды.

6.7.3.6 Свободный напор в наружной сети производственного водопровода должен определяться по принятой технологической схеме производственного процесса и техническим характеристикам установленного оборудования.

6.7.3.7 Измерение расхода воды следует предусматривать на каждом водозаборе, подводящих водоводах к объектам-потребителям (ЦПС, БКНС и других отдельно стоящих объектах), в точках передачи воды сторонним организациям, а также в системах оборотного водоснабжения.

#### **6.7.4 Водозабор подземный**

6.7.4.1 Использование подземных вод для целей водоснабжения определяется законодательными нормативными актами государства и условиями формирования и залегания различных категорий подземных вод. В соответствии с Законом Российской Федерации [31], предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии и разрабатывается технический проект на добычу подземных вод.

На основании утверждённого технического проекта на добычу подземных вод разрабатывается проектная документация на строительство водозабора.

6.7.4.2 При обустройстве месторождений нефти в водозаборах подземных вод в качестве водоприёмных сооружений применяются водозаборные скважины.

6.7.4.3 Категорию надёжности и количество резервных скважин и насосов в зависимости от категории определяют в соответствии с СП 31.13330.2012 (таблица 5).

6.7.4.4 Производительность насосов, установленных в скважине, не должна превышать расчётный дебит водоносного горизонта.

Потребный напор насосов, установленных в скважинах, определяется исходя из динамического уровня воды в скважине при откачке, места расположения наивысшей точки подачи, потерь напора в насосе, водоподъёмной трубе и водоводе. В целях экономии энергоресурсов при эксплуатации, необходимо применять частотно-регулируемый привод с автоматизацией (по объёму потребности воды или давлению в системе подачи воды).

6.7.4.5 Устье скважины следует располагать в наземном павильоне, блочно-комплектной поставки.

В наземном павильоне необходимо предусматривать приборы для замера уровня воды в скважине, расхода воды и давления воды, кран для отбора проб воды в процессе эксплуатации.

Для удобства монтажа и демонтажа насосного оборудования, установленного в скважине, крыша блока должна быть съёмной или иметь специальный люк.

6.7.4.6 Для защиты воды от замерзания в скважинах, пробуренных в слое многолетнемёрзлых грунтов (ММГ) при остановке насосного оборудования, внутри скважины при необходимости предусматривается установка электронагревательных устройств или греющего кабеля с креплением его к насосно-компрессорной трубе. При этом проектом бурения скважин должны быть предусмотрены мероприятия, не допускающие растепление ММГ.

6.7.4.7 При эксплуатации подземных водозаборов все скважины, входящие в состав этого водозабора, включая резервные, должны эксплуатироваться поочередно через определенный промежуток времени для обеспечения их надежной работы.

Включение резервных скважин при выходе из строя рабочей скважины должно предусматриваться автоматически.

## **6.7.5 Водозабор поверхностный**

6.7.5.1 Конструктивная схема водозабора должна приниматься в зависимости от требуемой категории, гидрологической характеристики водоисточника и в зависимости от максимальных и минимальных уровней воды, а также требований уполномоченных надзорных органов в соответствии с СП 31.13330.



6.7.5.2 При обустройстве месторождений нефти, расположенных в районах распространения ММГ, при наличии непромерзающих водоёмов, рекомендуется в качестве водозаборных сооружений использовать плавучие станции.

Плавучая насосная станция - изделие полной заводской готовности, включающее в себя:

- понтон с утеплением;
- систему обеспечения плавучести;
- систему забора воды, включающую фильтрацию и рыбозащиту;
- технологическое укрытие с системами жизнеобеспечения;
- насосное оборудование с частотно-регулируемым приводом или без него в зависимости от технико-экономического обоснования;
- плавучую эстакаду до берега;
- гибкие трубопроводы в изоляции с электрообогревом;
- силовые кабели.

В зимний период необходимо предусматривать мероприятия для поддержания вокруг понтона незамерзающей майны.

6.7.5.3 Количество резервных агрегатов в насосных станциях в зависимости от категории надёжности определяется в соответствии с СП 31.13330.2012 (таблица 23).

6.7.5.4 Для насосных станций, расположенных в районах распространения многолетних мерзлых грунтов, независимо от категории надлежит устанавливать не менее трёх насосных агрегатов.

## **6.7.6 Водопроводные сооружения**

6.7.6.1 Для очистки воды до питьевого качества, используемой на хозяйственно-питьевые и производственные нужды, требующие воду питьевого качества в составе обустройства месторождений нефти, проектируются очистные сооружения питьевой воды.

Установка подготовки питьевой воды должна проектироваться блочно-комплектной и поставляться на площадку строительства в полной заводской готовности, оборудованная системами отопления, освещения, вентиляции и канализации.

6.7.6.2 Проектирование и изготовление установки должно выполняться в соответствии с техническими требованиями, разрабатываемыми в составе проектной документации и СП 31.13330.2012 (раздел 9).

6.7.6.3 Установка может включать в себя следующее:

- собственно блок очистки, оборудование которого зависит от качества исходной воды;
- емкости исходной воды;
- емкости чистой питьевой воды;

- насосы II подъема для подачи питьевой воды;
- измерительные устройства исходной и чистой воды;
- установку обеззараживания;
- склад химреагентов.

Емкостное оборудование вместимостью до 100 м<sup>3</sup> допускается размещать в отапливаемых помещениях.

В целях экономии энергоресурсов, при эксплуатации насосов 2 подъема для подачи питьевой воды, рекомендуется применять частотно-регулируемый привод с автоматизацией (по объему потребности воды или давлению в системе подачи воды).

6.7.6.4 Для удобства демонтажа и монтажа насосных агрегатов рекомендуется предусматривать съемные выкатные устройства. Габариты ворот должны обеспечивать возможность монтажа и демонтажа агрегатов без разборки. Устройство фундаментов и система установки фундаментных болтов должны обеспечивать возможность демонтажа (монтажа) фундаментных болтов.

6.7.6.5 Установки подготовки технической воды проектируются для объектов ЦПС, УПН, УПСВ, УПГ, где имеется потребность в воде, используемой на производственные нужды. Установка подготовки технической воды должна проектироваться блочно-комплектной и поставляться на площадку строительства в полной заводской готовности.

6.7.6.6 Проектирование и изготовление установки должно выполняться в соответствии с техническими требованиями, разрабатываемыми в составе проектной документации

Установка может включать в себя следующее:

- блок дегазации при наличии газа в исходной воде;
- собственно блок очистки, оборудование которого зависит от качества исходной воды и требований к очищенной воде;
- емкости исходной воды;
- емкости чистой воды;
- насосы II подъема для подачи технической воды;
- измерительные устройства исходной и чистой воды;
- склад химреагентов.

6.7.6.7 В случае использования одного источника водоснабжения для подготовки питьевой и технической воды, в целях сокращения территории, отводимой под очистные сооружения и уменьшения металлоёмкости сооружений, следует проектировать единый комплекс подготовки питьевой и технической воды, соблюдая при этом требования санитарных норм и правил.

6.7.6.8 Подготовка сеноманских вод и других аналогичных вод (очистка от мехпримесей и разгазирование), поступающих на площадку с избыточным давлением, предусматривается в

горизонтальных цилиндрических аппаратах. Число аппаратов принимается не менее двух. При минимальном числе аппаратов производительность каждого следует принимать равной 70% от максимального расхода поступающих вод. Время пребывания воды в этих аппаратах предусматривается не менее 20-25 мин.

6.7.6.9 Газ, выделившийся в аппаратах, рассеивается в атмосфере через свечу рассеивания.

6.7.6.10 Проектирование водопроводных сетей (за исключением водоводов системы заводнения), прокладываемых на территории ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КНС, резервуарных парках, площадках кустов скважин и других объектах, а также магистральных водоводах, следует осуществлять согласно СП 31.13330.

Наружные сети проектируются из стальных труб.

Для трубопроводов, прокладываемых под землёй, допускается использование неметаллических труб.

Для трубопроводов хозяйственно – питьевого назначения рекомендуется использование неметаллических труб.

6.7.6.11 Толщина стенок труб стальных трубопроводов определяется расчетом.

Условный диаметр водовода определяется по результатам гидравлических расчетов.

За расчетное давление в водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами на закрытую задвижку с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

6.7.6.12 Длина ремонтных участков на магистральных водоводах, прокладываемых в одну линию (нитку), принимается равной 10 км, а при соответствующем обосновании (благоприятный рельеф местности, наличие вдоль трасс проездов и др.) - до 25-30 км.

При прокладке в две и более нитки длина ремонтных участков определяется по СП 31.13330.

## **6.8 Водоотведение**

### **6.8.1 Общая часть**

6.8.1.1 На объектах месторождений нефти водоотведение необходимо предусматривать для производственных, производственно-дождевых и бытовых сточных вод.

6.8.1.2 Централизованные системы водоотведения с очистными сооружениями предусматриваются на крупных объектах нефтедобычи (ЦПС, УПН, УПСВ, ДНС с установками предварительного сброса пластовых вод с резервуарами, производственными и административно-бытовыми зданиями и на других аналогичных объектах).

Для вышеперечисленных объектов, если совместная очистка и закачка пластовых и производственно-дождевых сточных вод не допустима, следует проектировать отдельные системы:

- пластовой воды;
- производственно-дождевых сточных вод;
- бытовых сточных вод.

6.8.1.3 Проектирование объектов относящихся к системе пластовой воды следует выполнять в соответствии с 6.3.4, 6.3.8 и 6.3.11.

6.8.1.4 Не допускается сбрасывать в канализацию продукты зачистки и пропарки технологических аппаратов и резервуаров для нефти, остатки реагентов, метанола. Продукты зачистки, пропарки резервуаров, технологических аппаратов и т.п., как правило, возвращают в технологический процесс, при невозможности ввода в процесс сбрасывают в шламовые амбары для дальнейшей утилизации.

6.8.1.5 Очищенные производственные и дождевые сточные воды месторождений нефти, используемые для заводнения нефтяных пластов, могут содержать растворенную нефть не более 3 мг/л.

Объединение бытовых сточных вод с пресными, пластовыми и производственно-дождевыми сточными водами с целью использования их для нужд заводнения допускается только после биологической очистки и обеззараживания бытовых стоков.

При совместном использовании бытовых сточных вод с высокоминерализованной пластовой (сеноманской) водой для нужд поддержания пластового давления, возможно, закачивать бытовые сточные воды, прошедшие только механическую очистку, при условии, если объем бытовых сточных вод не превышает 5% в общем объеме закачиваемой высокоминерализованной пластовой воды.

При невозможности использования пластовых вод для заводнения их следует закачивать в поглощающие горизонты.

Направление пластовой воды на выпаривание предусматривается в исключительном случае, при соответствующем технико-экономическом обосновании на начальном этапе разработки месторождений нефти.

Степень очистки пластовых, производственно-дождевых и бытовых сточных вод для использования их в системе заводнения или поглощения, принимается по данным технического проекта на разработку месторождения нефти.

## 6.8.2 Бытовая канализация.

6.8.2.1 Бытовую канализацию следует предусматривать на объектах нефтедобычи с постоянным пребыванием обслуживающего персонала и наличии бытовых помещений.

На отдельно стоящих объектах месторождений нефти допускается предусматривать ёмкость или колодец для сбора бытовых стоков с последующим вывозом на очистные сооружения по техническим условиям на приём стоков. Объём ёмкости должен быть не менее 5 м<sup>3</sup>.

6.8.2.2 Количество бытовых сточных вод определяется по СП 30.13330 и СП 32.13330.

Количество загрязнений бытовых сточных вод на одного работающего следует принимать по таблице 7.

Таблица 7 — Количество загрязнений бытовых сточных вод на одного работающего

Основные показатели	Количество загрязнений на одного работающего при продолжительности смены 8 часов, г/сут
Взвешенные вещества	22
БПК <sub>5</sub> неосветленной жидкости	20
БПК <sub>5</sub> осветленной жидкости	12
БПК <sub>полн</sub> неосветленной жидкости	25
БПК <sub>полн</sub> осветленной жидкости	13
Азот аммонийных солей (N)	2,6
Фосфаты (P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	1,1
В том числе от моющих веществ	0,5
Хлориды (Cl)	3
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	0,8

6.8.2.3 При выборе технологии очистки хозяйственно-бытовых сточных вод необходимо руководствоваться принципом использования наилучших доступных технологий. Желательно выбирать установку очистки бытовых стоков и канализационные насосные станции блочно-комплектными, поставляемыми на площадку строительства в полной заводской готовности, оборудованные системами отопления, освещения, вентиляции и канализации.

Проектирование и изготовление установки очистки бытовых стоков и канализационных насосных станций должно выполняться специализированной организацией в соответствии с проектной документацией и СП 32.13330.2012 (раздел 9)..

В случае использования очищенной воды для нужд заводнения, требование к степени очистки определяются требованиями к закачиваемой в пласт воде.

В объем поставки очистных сооружений бытовых стоков следует включать:

- накопительную емкость-усреднитель;
- технологическое оборудование очистки и обеззараживания стоков;
- установку обезвреживания осадка;
- узлы замера сточных вод и осадка;
- локальную систему автоматизированного управления.
- узлы отбора проб исходных и очищенных стоков.

При необходимости в очистных сооружениях бытовых стоков предусматривается:

- ёмкость для приёма стоков, доставляемых ассенизационным транспортом от отдельно стоящих объектов месторождений нефти;
- помещение операторной с телефоном;
- санузел с унитазом, умывальником и душевой;
- комната со шкафчиками для хранения спецодежды;
- комната для приема пищи;
- специальное помещение для хранения необходимого запаса реагентов, рассчитанного на 30 суток;
- помещение электрощитовой.

6.8.2.4 Отвод очищенных стоков следует предусматривать как в напорном, так и в самотечном режиме.

Самотечные сети бытовой канализации должны проектироваться в соответствии СП 32.13330.

6.8.2.5 Самотечные и напорные сети бытовой канализации должны прокладываться подземно.

6.8.2.6 Надземная прокладка самотечных и напорных трубопроводов допускается в районах распространения многолетнемёрзлых грунтов (ММГ), при этом должны предусматриваться меры по защите от замерзания (обогрев греющим кабелем, тепловая изоляция и др.), согласно СП 32.13330.2012 (подраздел 12.3).

Опорожнение надземных напорных трубопроводов при проведении ремонтных работ следует предусматривать в приёмные резервуары канализационных насосных станций или в передвижную ёмкость с последующей перекачкой в канализационную сеть или вывозом автоцистерной.

6.8.2.7 Наименьшие диаметры и уклоны труб самотечных сетей следует принимать в соответствии с СП 32.13330.2012 (подразделами 5.3 и 5.5).

Материал труб или материал внутреннего покрытия труб должен быть стойким к влиянию сточной жидкости.

При надземной прокладке самотечных и напорных трубопроводов бытовой канализации рекомендуется использовать стальные трубы.

На углах поворота самотечных и напорных трубопроводов бытовой канализации при надземной прокладке следует устанавливать прочистки. На прямых участках самотечной бытовой канализации прочистки устанавливаются в соответствии с СП 32.13330.2012 (пункт 6.3.1).

### **6.8.3 Производственно-дождевая канализация**

6.8.3.1 На площадках ДНС (без административно-бытовых зданий, РВС и УПСВ), сепарационных установках и других аналогичных отдельно стоящих объектах, сбор поверхностных сточных вод следует производить в емкости сбора стоков, с последующим вывозом стоков на очистные сооружения крупных объектов нефтедобычи.

Для приема сточных вод от площадок вышеперечисленных объектов, следует проектировать приемные емкости (колодцы) объемом не менее 4м<sup>3</sup>. При непосредственном сбросе стоков в емкость без промежуточных колодцев, емкость оборудуется гидрозатвором. Верх люка ёмкости должен быть выше бордюра технологической площадки не менее чем на 50 мм.

На площадках измерительных установок, устьях нагнетательных и водозаборных скважин для подъема пластовой воды из сеноманского горизонта, компрессорных воздуха, узлах замера газа, других аналогичных объектах, а также на площадках устьев нефтяных скважин (одиночных и расположенных на кустах скважин), сбор и канализование дождевых стоков не производятся, за исключением площадок устьев нефтяных и нагнетательных скважин, оборудованных приустьевыми шахтными колодцами, дождевые стоки из которых поступают в емкости сбора стоков для последующего вывоза на очистные сооружения или допускается периодическая откачка непосредственно из шахтных колодцев специализированной техникой в передвижные емкости, при этом эксплуатирующая организация обязана не допускать повышения уровня дождевых стоков в шахтных колодцах выше уровня нижнего основания колонны головки.

При ремонте названных объектов сбор загрязненных стоков осуществляется в инвентарные поддоны и емкости.

6.8.3.2 Сброс дождевого стока и разлившейся жидкости от площадок наружных технологических установок с емкостным оборудованием должен осуществляться в емкость сбора стоков,

откуда атмосферные осадки откачиваются в канализацию, а ЛВЖ, ГЖ – в емкости технологических систем.

Сток с обвалованных (ограждённых стенами) резервуаров с ЛВЖ, ГЖ, токсичными жидкостями, надлежит предусматривать через распределительный узел с задвижками (нормально закрытыми), позволяющими направлять проливы продукта в специальные технологические ёмкости, либо, при нормальных условиях, дождевые стоки в систему производственно-дождевой канализации.

Отведение стоков с обвалованных территорий резервуаров и поддонов технологических установок следует осуществлять равномерно, в срок не более двух суток.

Сброс продукта в систему производственно-дождевой канализации запрещён.

6.8.3.3 Количество загрязненных дождевых вод, сбрасываемых с площадок, находящихся внутри обвалования резервуаров, открытых площадок технологического оборудования и других объектов, принимается равным суточному слою осадков от малоинтенсивных, часто повторяющихся дождей, с периодом однократного превышения расчётной интенсивности 0,05 – 0,1 года в пределах 5 – 10 мм с учетом коэффициента стока.

6.8.3.4 Средняя концентрация загрязнений в дождевых водах, собираемых на объектах месторождений нефти для проектирования очистных сооружений должна приниматься:

- для взвешенных веществ 300 мг/л,
- для БПК 20 – 40 мг/л,
- для нефтепродуктов 50 – 100 мг/л.

6.8.3.5 Установка очистки производственно-дождевых стоков должна проектироваться блочно-комплектной и поставляться на площадку строительства в полной заводской готовности, оборудованная системами отопления, освещения, вентиляции и канализации.

Проектирование и изготовление установки должно выполняться в соответствии с проектной документацией и СП 32.13330.2012 (раздел 9). Степень очистки стоков определяется в зависимости от способа их утилизации. При закачке в систему заводнения физико-химические свойства очищенных стоков должны соответствовать 6.3.4.5, при сбросе в водоемы содержание нефти не должно превышать 0,5 мг/л, содержание мехпримесей не более 3 мг/л.

В составе очистных сооружений следует предусматривать:

- накопительную емкость-усреднитель;
- устройства для равномерного распределения сточных вод и осадка между отдельными элементами сооружений, а также для отключения оборудования и трубопроводов на ремонт, для опорожнения и промывки;



- технологическое оборудование очистки и обеззараживания стоков;
- установку обезвреживания осадка;
- системы измерения количества и параметров сточных вод и осадка;
- локальную систему автоматизированного управления;
- узлы отбора проб исходных и очищенных стоков;
- ёмкость уловленной нефти.

Выпуск стоков следует предусматривать как в напорном, так и в самотечном режиме.

6.8.3.6 На самотечных канализационных сетях для нефтесодержащих сточных вод следует предусматривать гидравлические затворы высотой не менее 0,25 м:

- на сетях канализации (не менее чем через 400 м);
- на выпусках из зданий и сооружений; открытых технологических площадок;
- на выпусках с территории резервуара или группы резервуаров, за пределами ограждения (обвалования).

От дождеприемников, расположенных на площадках, в каре резервуарного парка, до сборных колодцев необходимо предусматривать трубопроводы диаметром 200 мм.

Наименьший диаметр труб производственной канализации должен быть не менее 150 мм.

6.8.3.7 Канализационные сети нефтесодержащих сточных вод следует проектировать из несгораемых материалов.

Напорные трубопроводы нефтесодержащих сточных вод необходимо проектировать из стальных, стеклопластиковых, полимерных, армированных и других неметаллических труб.

Самотечные канализационные сети, как правило, следует проектировать закрытыми.

Наименьший диаметр труб производственно-дождевой канализации определяется согласно СП 32.13330. При этом наполнение труб (отношение высоты слоя воды к диаметру трубопровода) принять не более 0,6.

Самотечные и напорные сети производственно-дождевой канализации, как правило, должны прокладываться подземно.

Надземная прокладка самотечных и напорных трубопроводов допускается в районах распространения многолетнемёрзлых грунтов (ММГ), при этом должны предусматриваться меры по защите от замерзания (обогрев греющим кабелем, тепловая изоляция и др.), согласно СП 32.13330.2012 (подраздел 12.3).

Опорожнение надземных напорных трубопроводов при проведении ремонтных работ следует предусматривать в приёмные резервуары канализационных насосных станций или в передвижную

ёмкость, с последующей перекачкой в канализационную сеть или вывозом автоцистерной.

На углах поворота самотечных и напорных трубопроводов производственно дождевой канализации в колодцах следует устанавливать прочистки.

## **6.9 Автоматизация, телемеханизация, автоматизированные системы управления**

6.9.1 Технологические комплексы сбора и подготовки нефти, газа и воды, обслуживания и обеспечения нефтедобывающих предприятий, должны оснащаться системами автоматизированного управления, обеспечивающими получение требуемого количества и качества выпускаемой продукции; безаварийную работу оборудования, как правило, без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

6.9.2 АСУ ТП должна быть выполнена в виде распределенной системы управления объектами, включающей в себя функционально независимые подсистемы управления географически распределёнными объектами обустройства месторождений нефти, а также все подсистемы, осуществляющие регламентированное управление, контроль энергоэффективности, блокировки, обнаружение и оповещение о пожаре и загазованности, системы вибромониторинга и т.д.

Информация с распределенных АСУ ТП объектов должна передаваться на верхний уровень для использования в информационно-аналитических системах.

6.9.3 Целями и задачами АСУ ТП являются:

- создание автоматизированной системы для объектов и сооружений сбора, подготовки и транспорта месторождения нефти на современных программно-технических средствах, обеспечивающих повышение оперативности и обоснованности принимаемых решений посредством получения большого и достоверного объема информации, представляемой в кратчайший срок в удобной для пользователя форме;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы установок;
- уменьшение риска возникновения аварийных ситуаций при принятии решений оперативным и эксплуатационным персоналом;
- повышение надежности автоматизированного управления объектами и сооружениями путем использования самодиагностики аппаратных и программных средств АСУ ТП;

- уменьшение эксплуатационных затрат по причине снижения времени аварийного простоя, своевременного выявления неисправностей;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования быстрым доступом к данным, их автоматизированной обработкой;
- сокращение объемов, массы, энергопотребления аппаратуры оперативного управления;
- обеспечение заданной пропускной способности трубопроводов и коэффициента использования технологического оборудования и сооружений благодаря повышению уровня безопасности эксплуатации и надежности работы технологического оборудования объектов автоматизации;
- улучшение технико-экономических показателей работы, в том числе энергоэффективности, за счет расширения состава и качества выполнения функций с применением современных технических средств;
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт;
- увеличение интервала между техническим обслуживанием, а также ремонтом оборудования;
- обеспечение безопасности производственного персонала;
- предотвращение событий, негативно влияющих на экологическую обстановку в нефтегазодобывающем регионе.

6.9.4 Оборудование автоматизированных систем управления должно иметь модульную архитектуру предусматривающую возможность масштабирования, модернизации и развития функций системы путем подключения дополнительных контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов в объеме до 20% (30% по дискретным каналам ввода-вывода) от используемых. Во всех шкафах, панелях, шасси контроллеров рекомендуется предусматривать не менее 15% свободного места для размещения дополнительного оборудования и также необходимо предусматривать для последующего расширения 20% свободного пространства для прокладки многожильных кабелей, для размещения дополнительных внутренних клеммников и т.д.

6.9.5 Нижний (нулевой) уровень АСУ ТП реализует функции получения и первичного преобразования информации о состоянии оборудования и протекании технологических процессов. Данный уровень включает приборы КИП и исполнительные механизмы.

6.9.6 Первый уровень АСУ ТП реализует функции контроля, автоматического и ручного управления и регулирования параметров технологического процесса по заданным алгоритмам, и функции противоаварийной автоматической защиты посредством программируемых логических контроллеров (ПЛК).

На первом уровне АСУ ТП должны быть реализованы следующие функции:

- измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров;
- контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;
- учет потребляемых энергетических ресурсов и перекачиваемых агентов;
- реализация алгоритмов управления;
- обеспечение безопасного процесса ручного управления по командам оператора;
- хранение информации и событий в памяти контроллера;
- приём от вышестоящего уровня команд управления; локальное управление оборудованием (при необходимости).

6.9.7 Второй уровень АСУ ТП реализует функции диспетчерского управления технологическими объектами с помощью программно-технических средств вычислительной техники, предназначенных для накопления, хранения, обработки и представления значительных массивов информации.

На втором уровне управления, с использованием серверов, АРМов и других технических средств должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

- сбор информации от технологических объектов;
- обработка и хранение данных;
- передача уставок, шкал и коэффициентов смещения, времени опроса, гистерезиса, временного запаздывания и других настроечных параметров в системы автоматизации нижнего уровня;
- вывод информации с ПЛК на АРМ и при необходимости на панель управления, размещенную на щите для дублирования и повышения надёжности;
- диалоговый человеко-машинный интерфейс с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния технологического процесса;
- формирование и выдача команд на исполнительные механизмы, т.е. дистанционное управление работой с рабочей станции автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора технолога;
- контроль отработки команд исполнительными механизмами;
- архивирование данных о пользователях, управляющих воздействиях, измерительных коэффициентов, настроечных параметров и шкал со сроком хранения не менее 30-ти дней. Хранение данных должно быть энергонезависимым, т.е. должна обеспечиваться сохранность архивных данных при исчезновении электропитания;

- формирование и выдача персоналу учётных и отчётных документов (сменных, суточных и месячных отчётов, предупредительных сообщений о выходе за границы измерительных диапазонов, аварийных сообщений и сообщений об отказах), протоколирование событий с ежесуточным дублированием в базе данных для исключения потерь при отказах);
- выдача значений параметров объектов системы уровня предприятия по промышленной информационной сети связи в режиме реального времени;
- конфигурирование системы;
- обеспечение разграничения доступа к системе в соответствии с установленными полномочиями;
- алгоритмы вычисления отдельных косвенных (зависящих от других) параметров и алгоритмы управления оборудованием.

6.9.8 Управляющие функции системы должны обеспечивать:

- ручное управление с кнопочных постов, расположенных по месту, оборудованием, останов которого требует выполнение алгоритма останова;
- дистанционное управление оборудованием на втором уровне системы (АРМ оператора) и локальное управление на первом уровне системы (с операторской панели);
- автоматическое управление технологическим процессом объекта автоматизации, противоаварийные, технологические защиты и блокировки;
- безопасность технологических процессов.

6.9.9 Система должна круглосуточно обеспечивать непрерывную работу объекта без постоянного присутствия обслуживающего персонала в зоне расположения технологического оборудования.

6.9.10 В Системе должна быть предусмотрена функция безопасного останова технологического процесса при возникновении внештатных ситуаций на технологическом оборудовании, реализуемый автоматически и по команде оператора (в ручную). Алгоритмы останова должны быть определены на этапе разработки проектной документации.

6.9.11 Должны быть использованы следующие основные способы повышения надежности системы:

- обеспечение бесперебойного питания системы - определяется при проектировании;
- диагностика технических средств и программного обеспечения;
- резервирование технических средств АСУ ТП;
- защита от выдачи ложных команд и некорректных команд и использования недостоверной информации;
- контроль информации на входе, в наиболее ответственных случаях использование аппаратной и информационной избыточности;

- защита данных и программного обеспечения от несанкционированного вмешательства;
- резервирование данных.

6.9.12 При проектировании систем управления технологическими комплексами вопросы автоматического сбора, обработки и передачи технологической информации с диспетчерских и операторных пунктов на уровень предприятия определяется техническим заданием.

6.9.13 Системы автоматического управления должны обеспечивать автоматическую защиту и блокировку оборудования в соответствии с требованиями действующих норм и правил безопасности, охраны труда, защиты окружающей среды. В случаях применения блочного автоматизированного оборудования, системами автоматизации которого предусмотрены не все блокировки, требуемые данными нормами, эти блокировки должны предусматриваться дополнительно при разработке проекта.

6.9.14 Для реализации надежного выполнения особо ответственных функций контроля и управления, в АСУ ТП необходимо предусматривать резервные аппаратные средства. Автоматическое переключение на резервные устройства не должно приводить к остановке технологического процесса.

6.9.15 Система автоматического управления должна проектироваться так, чтобы при повреждении системы управления, отсутствии электроэнергии или сжатого воздуха в цепях автоматики на управляемом оборудовании не возникало аварийной ситуации.

6.9.16 Схемы аварийной сигнализации должны предусматривать сохранение сигнала до его снятия оператором или диспетчером, даже если причина сигнализации за это время исчезла.

6.9.17 Для опробования, наладки, вывода на режим и контроля технологического режима при местном управлении должны устанавливаться местные приборы контроля. Механизмы, агрегаты, арматура с механизированным приводом должны иметь местное управление, независимо от других видов управления.

В системе управления должна быть предусмотрена функция «вывода в ремонт» отдельного контролируемого технологического оборудования. При этом в программном обеспечении системы управления должны быть заблокированы отдельные контуры автоматического и дистанционного управления, относящиеся к данному оборудованию, а система визуализации оператора должна давать четкое понимание, что соответствующее оборудование выведено из работы».

6.9.18 При проектировании технологических комплексов на основе блочно- автоматизированного оборудования должны разрабатываться общие схемы автоматизации, предусматривающие согласованную

работу систем автоматики отдельных технологических блоков и установок, входящих в состав комплекса.

6.9.19 Приборы и средства автоматизации должны выбираться с учетом реальных условий их работы по диапазонам изменения контролируемых параметров, температурных и атмосферных воздействий, характеристик измеряемой и окружающей среды, вибрации и т.д. Номенклатура применяемых в проекте приборов должна быть по возможности минимальной.

6.9.20 Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на открытых площадках, как правило, должны иметь эксплуатационные характеристики, позволяющие эксплуатировать их при расчетных температурах окружающего воздуха без дополнительного обогрева. Применение приборов, требующих обогрева, допустимо только в обоснованных случаях.

6.9.21 Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на площадках, имеющих взрывоопасные зоны, должны соответствовать требованиям Технического регламента Таможенного союза [15] и ГОСТ 30852.13.

6.9.22 Рабочая документация на АСУ ТП должна соответствовать ГОСТ 21.408 или ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.603, ГОСТ 34.601.

6.9.23 Технические средства АСУ ТП первого уровня на технологических объектах должны размещаться в отдельно стоящих местных пунктах управления, аппаратных блоках, помещениях аппаратных зданий операторных. При соблюдении электромагнитной совместимости допускается размещение в смежных с электротехническими объектами помещениях или отдельностоящих шкафах.

6.9.24 Технические средства АСУ ТП второго уровня на технологических объектах должны размещаться в зданиях операторных или блок-боксах, предназначенных для оперативного контроля за объектом. Места размещения технических средств АСУ ТП определяются при проектировании.

Информационная безопасность систем автоматического управления согласно 6.12.3.22.

## **6.10 Электроснабжение и электрооборудование**

6.10.1 Проекты электротехнической части объектов обустройства должны удовлетворять Правилам устройства электроустановок [16], [21], других действующих нормативно-правовых документов в области электроснабжения, строительства, промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды.

6.10.2 Основными определяющими факторами при проектировании электроснабжения должны быть характеристики

источников питания и потребителей электроэнергии, требования электробезопасности

При проектировании источников электроснабжения месторождений нефти, как правило, необходимо рассматривать следующие варианты:

- внешнее электроснабжение (электрические сети энергосистемы до приемных пунктов электроэнергии на предприятии);
- автономные источники электроэнергии (электростанции) предприятия, преобразующие газообразное и/или жидкое топливо в электрическую энергию;
- совместная работа внешнего электроснабжения и автономных источников электроэнергии.

6.10.3 Категорирование электроприемников по надёжности электроснабжения объектов определяется согласно требованиям Правил устройства электроустановок [21].

Рекомендуемые категории электроприёмников объектов обустройства месторождений нефти по надёжности электроснабжения в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, и для других районов добычи нефти приведены в таблице 8.

Повышение категории объектов, приведенных в таблице 8, допускается при проектировании, в том числе по требованию заявителя (потребителя электрической энергии), технического заказчика (застройщика).

Категорию надёжности электроснабжения кустов скважин рекомендуется выбирать для районов Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним из 1,2,3 категорий, для других районов добычи нефти из 2,3 категорий при конкретном проектировании в зависимости от реологических свойств и объёмов добычи нефти, условий района размещения и условий эксплуатации куста скважин и объектов электроснабжения, и определять в задании на проектирование.

6.10.4 При построении схемы электроснабжения месторождения нефти, для электроприемников которого требуется резервирование питания, должно проводиться секционирование шин во всех звеньях системы распределения электроэнергии, включая шины низшего напряжения 0,4 кВ двухтрансформаторных КТП.

6.10.5 Загрузка каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях 10(6), 35 кВ, 110 кВ месторождений, подключенным к двум независимым источникам, не должна превышать 0,5 номинальной мощности трансформаторов в нормальном режиме работы.

6.10.6 Класс напряжения питающей сети месторождения от сетей энергосистемы определяется по совокупности факторов:

- удаленности электросетевых объектов от промысла;



- класса напряжения ближайших электросетевых объектов;
- совокупной электрической нагрузки промысла;
- выбор класса напряжения питающей сети осуществляется на основании технико-экономических расчетов и особенностей конкретного месторождения.

6.10.7 Класс напряжения распределительной сети между площадками одного месторождения определяется по совокупности факторов:

- удаленности площадок от пункта приема (выработки) электроэнергии ;
- совокупной электрической нагрузки подключаемых площадок месторождения.

6.10.8 Распределительную сеть между площадками одного месторождения (от пункта приема (выработки) электроэнергии до распределительных и транзитных подстанций) рекомендуется выполнять на двухцепных опорах ВЛ.

6.10.9 Для ВЛ сооружаемых в районах по гололеду 6,7, и особый, в соответствии «Правилами устройства электроустановок. Издание 7», утвержденных Приказом Минэнерго России 08 июля 2002г. №204» (таблица 2.5.3) [21], рекомендуется вместо двухцепных ВЛ проектировать две одноцепные.

6.10.10 Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) выполняется на напряжение 10 (6) кВ.

6.10.11 Для питающих и распределительных сетей допускается применение подстанций 110/10 кВ и КТПН 35(20)/0,4 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании

6.10.12 Решения по компенсации реактивной мощности должны быть обоснованы техническими и экономическими факторами, а также учитывать тип и режим работы источника питания промысла.

В случае применения в качестве основного источника питания автономной электростанции реализация решений по компенсации реактивной мощности должна быть подтверждена расчетом устойчивости работы электростанции.

В случае централизованного электроснабжения промысла решения по компенсации реактивной мощности принимаются из условия обеспечения требуемых показателей по коэффициенту мощности на границе балансовой принадлежности. Основным принципом реализации решений по компенсации реактивной мощности должен быть - генерация реактивной мощности непосредственно у потребителя. Отступление от данного принципа должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

6.10.13 Классификация взрывоопасных зон для выбора электрооборудования и устройства электроустановок, эксплуатация которых в присутствии данной смеси должна быть безопасной, осуществляется в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [8], ГОСТ 30852.13.

6.10.14 На технологических площадках нефтепромыслов в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, прокладку кабеля следует предусматривать, как правило, на эстакадах и (или) в коробах.

6.10.15 Для электродвигателей 200 кВт (6 кВ), 400 кВт (10 кВ) и более мощных рекомендуется применять устройства плавного пуска, особенно такие устройства необходимы в случае недостаточной мощности источника электроснабжения, когда прямой пусковой ток электродвигателя требует принятия дополнительных технических мер.

Устройство плавного пуска может быть заменено частотным регулируемым преобразователем при обосновании в проекте.

Для исключения искажений питающей сети в комплекте с устройством плавного пуска и преобразователями частоты рекомендуется применять специальные фильтрокомпенсирующие устройства.

6.10.16 Системы освещения должны оборудоваться энергосберегающими светильниками, при этом:

- для помещений с использованием освещения более 8 ч в день рекомендуется использовать светильники со светоотдачей не менее 100 Лм/Вт;
- для помещений с кратковременным пребыванием персонала рекомендуется устанавливать датчики присутствия с управляющим сигналом на включение/отключение освещения или применяться системы дежурного освещения

6.10.17 Для обеспечения электромагнитной совместимости электронного оборудования и систем, предназначенных для применения на электростанциях и электрических подстанциях, при компоновке объектов электростанций и электрических подстанций, рекомендуется руководствоваться ГОСТ Р 51317.6.5.

6.10.18 Для зданий и сооружений на объектах обустройства месторождений нефти должна быть предусмотрена молниезащита.

6.10.19 Устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрического тока, а также систему заземления для устройств молниезащиты необходимо выполнять в соответствии с Правилами устройства электроустановок [21].

Таблица 8 — Категории электроприемников по надежности электроснабжения объектов месторождений нефти в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, и для других районов добычи нефти

Наименование электроприемников	Категория в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним	Категории в других районах добычи нефти
Буровые установки с электроприводом	3	3
Одиночная добывающая скважина с механизированной (насосной) добычей	3	3
Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	1,2,3	2,3
Измерительная установка	3	3
Дожимная насосная станция (ДНС), установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ)	1	2
Установка подготовки нефти (УПН)	1	2
Установка подготовки попутного нефтяного газа (УПГ)	1	2
Резервуары нефтеводяной смеси, подготовленной нефти	1	3
Насосная перекачки НГВС, подготовленной нефти	1	2
Компрессорная станция для перекачки газа	1	2
Факельная система	Соотв-е категории объекта-потреб-я	Соотв-е категории объекта-потреб-я
Пункт налива и приёма нефтеводяной смеси, подготовленной нефти	3	3
Кустовые насосные станции (КНС) для заводнения нефтяных пластов, насосные станции перекачки сточных вод	2	3
Парогенераторные станции для закачки пара в пласт	3	3
Компрессорные станции для	3	3

Наименование электроприемников	Категория в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним	Категории в других районах добычи нефти
газлифтного способа добычи нефти		
Сооружения водяного, пенного, газового, порошкового пожаротушения	1	1
Сооружения водоснабжения для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд	Соотв-е категории объекта-потреб-я	Соотв-е категории объекта-потреб-я
Канализационные насосные станции хозяйственно-бытовых и промдождевых стоков	3	3
Насосы перекачки уловленного нефтешлама	3	3
Насосы подачи химреагентов	3	3
Котельные установки	1	1
Пожарная и охранный сигнализация, видеонаблюдение, системы контроля доступа и охранного освещения	1**	1**
.Потребители АСУ ТП и систем связи АСУ ТП	Соотв-е категории объекта-потреб	Соотв-е категории объекта-потреб
Центры обработки данных	Особая группа 1 категории	Особая группа 1 категории
Оборудование связи	1*	1*
Системы оповещения и управления эвакуацией	1*	1*
Испытательная лаборатория	2	2
Производственные базы, склады, проходные, помещения пожинвентаря	3	3
Электрохимзащита	3	3
Вахтовый поселок, АБК	2	3
<p>* При использовании аккумуляторных батарей в качестве второго источника электроснабжения время резервирования работы от аккумуляторных батарей определяется при проектировании (из условий перевода технологического объекта в безопасное состояние).</p> <p>** Электропитание должно быть бесперебойным (либо от двух независимых</p>		

Наименование электроприемников	Категория в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним	Категории в других районах добычи нефти
источников переменного тока, либо от одного источника переменного тока с автоматическим переключением в аварийном режиме на резервное питание от аккумуляторных батарей). Время резервирования аккумуляторных батарей не менее 24 часов в дежурном режиме и не менее 1 часа в режиме тревоги.		

## 6.11 Электрообогрев трубопроводов и оборудования

6.11.1 Электрообогрев трубопроводов и оборудования рекомендуется осуществлять с применением саморегулирующих греющих кабелей, кабелей постоянной тепловой мощности и СКИН систем, с обязательным наличием системы автоматического включения/отключения по датчику установленной температуры перекачиваемой среды в конце трубопровода, а также по датчику установленной температуры перекачиваемой среды и/или по датчику температуры наружного воздуха. Тип системы управления должен определяться при проектировании. При этом должна быть выполнена максимально эффективная теплоизоляция трубопровода для минимизации нагрузки на электрообогрев или его отключения в резерв при нормальном режиме перекачки по трубопроводу.

6.11.2 Параметры поддержания электрообогревом требуемых температур устанавливаются по результатам расчетов материального и теплового балансов технологического процесса. При этом требуемая температура перекачиваемой среды определяется в конечной точке.

Тип системы управления (по температуре стенки обогреваемого трубопровода, по температуре окружающего воздуха либо комбинированное управление) необходимо определять при проектировании. В некоторых случаях (например, защита от замерзания – плюс 5 °С, разветвленная сеть трубопроводов) управление только по температуре поверхности трубопровода бывает затруднено, т.к. имеется большое количество тупиковых зон (при установке датчиков там может быть недогрев проточных участков с большим расходом; при установке датчиков на проточных участках – возможен перегрев застойных участков).

При необходимости, в случае если имеется жесткое ограничение по превышению максимальной технологической температуры, в систему может быть включен регулятор для контроля перегрева поверхности трубопровода.

6.11.3 Электрообогрев должен предусматриваться для наружных трубопроводов, которыми обеспечивается периодическая подача конденсирующихся или застывающих жидкостей.

6.11.4 Концевые коробки при применении саморегулирующих греющих кабелей рекомендуется предусматривать со светодиодной индикацией.

## **6.12 Связь**

### **6.12.1 Общая часть**

6.12.1.1 Настоящий национальный стандарт распространяется на проектирование нефтепромысловой производственной связи и сигнализации на территории объектов сбора, подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти, а также на участках:

- от скважин до ДНС (УПСВ);
- от ДНС до ЦПС (УПН);
- от ЦПС до сооружений магистрального транспорта нефти или нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ);
- от пунктов сепарации до установок подготовки газа, КС, ЦПС;
- от ЦПС до сооружений магистрального транспорта газа или газоперерабатывающих заводов (ГПЗ).

6.12.1.2 Производственная связь объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти должна соответствовать законодательству в области гражданской обороны.

Оборудование связи должно предусматриваться в климатическом и пожаровзрывобезопасном исполнении, соответствующем месту установки.

Способы размещения и выбор оборудования должны обеспечивать возможность его обслуживания и ремонта без применения специальной техники – подъемников, автовышек и т.д.

Возможность круглогодичного ремонта должна обеспечиваться конструкцией оборудования и его внешних соединений, в том числе при отрицательных температурах.

### **6.12.2 Виды производственной связи**

6.12.2.1 На объектах обустройства месторождений нефти должны предусматриваться следующие виды связи:

- сеть передачи данных;
- общепроизводственная телефонная связь;
- внутрипроизводственная диспетчерская (селекторная) связь;
- громкоговорящая связь;
- радиовещание (проводное радиовещание) и радиотрансляция;
- кабельные сети связи;
- структурированные кабельные системы;

- проводные и беспроводные системы передачи данных для контролируемых и управляемых технологических объектов (среда передачи данных определяется проектом);
- система видеоконференцсвязи (по требованию заказчика);
- система кабельного телевидения (по требованию заказчика);
- система гостевого доступа в Интернет на основе сети Wi-Fi (Wi-Fi) (по требованию заказчика);
- линии связи с удаленными объектами месторождения (кустами, скважинами, линейными объектами сборных трубопроводов и т.д.);
- внешние линии связи;
- система подвижной радиотелефонной связи.

Использование видов связи для сооружений технологических площадок представлено в таблице 9.

Таблица 9 — Состав видов связи для сооружений технологических площадок

Наименование сооружений	Наименование видов связи						
	сеть передачи данных административно-хозяйственного назначения	общепроизводственная телефонная связь	внутрипроизводственная диспетчерская связь	внутрипроизводственная селективная связь	громкоговорящая связь и радиотрансляция	структурированные кабельные сети	подвижная радиотелефонная связь
АБЗ	+	+	*	*	*	+	—
Операторная	+	+	*	*	*	+	—
ВЖК	*	+	—	—	*	+	—
КПП	*	+	—	—	+	+	—
Пождепо	+	+	+	—	+	+	—
Пожарная насосная	—	+	—	—	—	—	—
Котельная	—	+	—	—	—	—	—
ЗРУ	—	+	—	—	—	—	—
Насосная нефти	—	*	—	—	*	—	—
БКНС	—	+	—	—	—	—	—
Ремонтная мастерская	*	+	—	—	+	*	—

Наименование сооружений	Наименование видов связи						
	сеть передачи данных административно-хозяйственного назначения	общепроизводственная телефонная связь	внутрипроизводственная диспетчерская связь	внутрипроизводственная селективная связь	громкоговорящая связь и радиотрансляция	структурированные кабельные сети	подвижная радиотелефонная связь
ая							
Склад материальный	*	+	—	—	+	*	—
Лаборатория	+	+	—	—	*	+	—
Производственное здание	*	*	—	—	*	*	—
Территория площадки ДНС (УПСВ), ЦПС (УПН, УПГ)	—	—	—	—	*	—	+
*В зависимости от проектных решений и технических условий Заказчика. + Наличие вида связи. — Отсутствие вида связи.							

Для зданий и сооружений, не описанных в таблице, состав систем связи определяется проектом исходя из производственной необходимости.

6.12.2.2 Для руководства и управления работой подразделений, служб и предприятий нефтедобычи следует предусматривать сеть передачи данных административно-хозяйственного назначения.

6.12.2.3 Сеть передачи данных административно-хозяйственного назначения в пределах технологических площадок (ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ и т.д.) предусматривается отдельной от сетей передачи данных систем АСУ ТП, безопасности и других при их наличии. Допускается логическое разделение сетей.

6.12.2.4 Сети передачи данных по технологическим площадкам следует проектировать проводными и беспроводными, с



использованием сетей СКС в зданиях и оптической кабельной инфраструктуры на участках от узлов связи до других зданий на технологической площадке. Допускается применение медных кабельных линий.

6.12.2.5 Для руководства и управления работой подразделений, служб и предприятий нефтедобычи следует предусматривать общепроизводственную телефонную связь.

Общепроизводственная телефонная связь должна проектироваться автоматической по коммутируемым телефонным каналам.

Для организации общепроизводственной связи допускается использование телефонных сетей общего пользования, в том числе сетей подвижной радиотелефонной связи.

6.12.2.6 Телефонные станции общепроизводственной телефонной связи следует размещать при АБЗ, ЦПС, УПН, ДНС, УПСВ.

При этом должны применяться современные электронные АТС преимущественно с применением IP-технологий.

6.12.2.7 Емкость автоматических телефонных станций определяется количеством включаемых абонентских точек с учетом перспективы развития месторождения нефти.

6.12.2.8 Телефонные станции ЦПС, УПН должны иметь возможность автоматического набора вышестоящих подразделений предприятия.

6.12.2.9 Внутрипроизводственная связь должна обеспечивать обмен информацией обслуживающего персонала, непосредственно управляющего технологическими процессами.

6.12.2.10 Для передачи информации между абонентами, имеющими постоянные технологические связи, следует предусматривать оперативно-диспетчерскую связь по телефонным проводным и радиоканалам связи, которая должна обеспечивать:

- связь операторов ДНС (УПСВ) и ЦПС (УПН, УПГ);
- связь оператора ЦПС (УПН, УПГ) с диспетчером сооружений, принимающих нефть, газ с ЦПС или УПН, УПГ;
- связь оператора ЦПС (УПН, УПГ) с обслуживающим персоналом на площадках;
- радиосвязь обслуживающего персонала с операторами добывающих организаций и руководителями дочерних предприятий и обществ.

6.12.2.11 Для обеспечения передачи информации между узким кругом абонентов, имеющих постоянные административные связи (руководитель, главный инженер и др.), следует предусматривать селекторную связь.

Система селекторной связи предназначена для оперативной связи руководителя со своими подчиненными, создания конференций, совещаний, передачи объявлений.

6.12.2.12 Обеспечение объектов диспетчерской и селекторной связью возможно как с использованием специализированного оборудования, так и использованием дополнительных функций УПАТС.

6.12.2.13 Для обеспечения обслуживающего персонала объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти подвижной радиосвязью применяются системы подвижной радиосвязи.

В качестве систем подвижной радиотелефонной связи могут предусматриваться транкинговые, конвенциональные системы УКВ радиосвязи, предназначенные для организации профессиональных сетей радиосвязи. Допускается использование услуг сети сотовой связи.

6.12.2.14 С целью доведения информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера и сигналов оповещения до операторов, руководящего состава и обслуживающего персонала производственных объектов следует предусматривать систему громкоговорящей связи и оповещения.

6.12.2.15 Система громкоговорящей связи и оповещения в случае чрезвычайной ситуации, должна функционировать в течение времени, необходимого для завершения безопасной эвакуации людей из здания, из опасных зон.

ГГС выполняет также функцию распорядительно-поисковой связи.

6.12.2.16 Объекты месторождений нефти должны оснащаться сетью радиовещания (проводного радиовещания) и радиотрансляции.

При наличии других средств оповещения на объектах с кратковременным нахождением персонала менее 50 человек оснащение сетью радиовещания (проводного радиовещания) и радиотрансляции производится по требованию заказчика.

6.12.2.17 Сеть громкоговорящей связи может объединять функции радиотрансляции и системы оповещения согласно СП 134.13330 (пункт 5.13.9). Технические характеристики принимаются по СП 3.13130.

6.12.2.18 Центральное оборудование системы громкоговорящей связи и оповещения должно иметь возможность сопряжения с внешним источником оповещения о ГО и ЧС.

6.12.2.19 Кабельные сети связи по технологическим площадкам прокладываются для организации кабельной инфраструктуры всех сетей и систем связи.

6.12.2.20 Прокладываются кабельные сети связи (в том числе волоконно-оптические). Прокладка кабелей связи должна

предусматриваться в кабельных сооружениях: кабельных эстакадах, лотках, коллекторах, в кабельной канализации.

6.12.2.21 В случае отсутствия кабельных сооружений прокладка кабелей может производиться в траншее, подвеской по опорам.

6.12.2.22 Структура и архитектура СКС должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53246.

6.12.2.23 Телекоммуникационные помещения (аппаратные и кроссовые) должны быть размещены в каждом здании, которое подлежит оснащению СКС. В обоснованных случаях, допускается совмещение функций телекоммуникационного помещения с аппаратной КИПиА, электроцитовой. В производственных зданиях допускается размещение телекоммуникационных шкафов в других помещениях при соблюдении к ним требований в части строительных конструкций, размеров производственных площадей, сантехнических устройств, отделки помещений и т.д.

6.12.2.24 При прокладке кабелей передачи данных структурированной кабельной сети по помещениям для минимизации влияния электромагнитных полей на кабели передачи данных, следует придерживаться следующих расстояний до силовых кабелей в таблице 10.

Таблица 10 — Минимальные расстояния между силовыми и информационными кабелями при совместной прокладке в кабельных каналах

Наименование типа кабеля		Наличие разделителя в кабельном канале			Уровень мощности силового кабеля, кВа
Силовой кабель	Информационный кабель	Без металлического разделителя	Алюминиевый разделитель	Стальной разделитель	
		Расстояние между силовым и информационным кабелями, мм			
Неэкранированный	Неэкранированный	200	100	50	Менее 2
Экранированный	Неэкранированный	64	30	25	
Неэкранированный	Экранированный	64	30	25	
Экранированный	Экранированный	38	20	10	
Неэкранированный	Неэкранированный	300	250	150	От 2 до 5 включ.
Экранированный	Неэкранированный	150	75	40	

анний Неэкранир ованный Экраниров анный	анний Экранирован ный Экранирован ный	150	75	40	
		75	40	20	
Неэкранир ованный Неэкранир ованный Экраниров анный	Неэкраниров анный Экранирован ный Экранирован ный	600	500	300	
		300	250	150	Свыше 5
		150	75	40	

### 6.12.3 Сооружения связи

6.12.3.1 Узлы связи должны размещаться при ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ.

6.12.3.2 Узлы связи, как правило, должны размещаться в отдельно стоящих блок-боксах промышленного исполнения или встроенных помещениях в административно-бытовых зданиях. Помещения узла связи должны отвечать специальным требованиям к ним в части строительных конструкций, размеров производственных площадей, сантехнических устройств, отделки помещений и т.д.

6.12.3.3 Блок-бокс связи должен поставляться на объект комплектным с целью обеспечения минимального объема строительно-монтажных и пусконаладочных работ непосредственно на месте установки блок-бокса

6.12.3.4 Узлы связи ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ по надежности электроснабжения следует относить к особой группе I категории электроснабжения. Категория электроснабжения оборудования связи, предусматривающего каналы связи для передачи информации АСУ ТП, должна быть не ниже категории электроснабжения оборудования АСУ ТП.

6.12.3.5 Электропитание оборудования связи следует предусматривать через источники бесперебойного питания, резервированные аккумуляторными батареями.

6.12.3.6 Заземление узлов связи должно соответствовать ГОСТ 464.

6.12.3.7 В случае необходимости размещения антенн радиорелейной связи, спутниковой, УКВ радиосвязи, подвижной радиосвязи и системы ШБД на площадках узлов связи предусматриваются антенные опоры. Высоту опоры определяют, исходя из рельефа местности (пересеченность, высотные отметки отдельных объектов) и условия обеспечения радиосвязи с объектами месторождения нефти.

6.12.3.8 Способ организации внешних линий связи для организации связи узлов связи с удаленными объектами месторождения, между узлами связи производственных площадок ДНС, ЦПС, ПСП, связь с объектами сооружений магистрального транспорта нефти или определяется проектом.

6.12.3.9 Связь с эксплуатирующими организациями сооружений магистрального транспорта нефти или газа, объектов внешнего электроснабжения выполняется на основании технических условий, выдаваемых владельцами перечисленных сооружений.

6.12.3.10 В качестве внешних линий связи могут использоваться кабельные (оптические и медные), радиорелейные, спутниковые линии связи, возможно использование ШБД, ВОЛС, УКВ-радиосвязи.

6.12.3.11 При выборе способов организации связи с удаленными объектами месторождения следует учитывать местные условия (пересеченность местности, наличие вечной мерзлоты, способ прокладки промысловых трубопроводов, наличие ВЛ и пр.) и количество информации, которую требуется передавать.

6.12.3.12 Кабельные линии связи к удаленным объектам месторождения нефти, от ДНС (УПСВ) до ЦПС (УПН, УПГ), от ЦПС (УПН, УПГ) до сооружений магистрального транспорта нефти или газа могут выполняться подземными, по эстакадам вдоль трубопроводов сбора и транспортирования нефти и газа, по опорам вдоль трассовой ВЛ.

6.12.3.13 Подземные кабельные линии связи (преимущественно ВОЛС) располагают, как правило, с левой стороны трубопровода по ходу продукта. Изменение расположения ВОЛС по отношению к трубопроводу должно быть обосновано и согласовано с заказчиком. Расстояние между кабелями и трубопроводом для различных условий прохождения трассы определено СП 36.13330.

6.12.3.14 При надземных (надводных) переходах трубопровода через естественные и искусственные препятствия возможен вариант прокладки кабеля ВОЛС, защищенного трубой или кожухом с креплением к трубопроводу.

6.12.3.15 В случае наличия вдольтрассовых ВЛ подвеску ВОЛС можно производить по опорам вдольтрассовой ВЛ.

6.12.3.16 При проектировании кабельных линий связи по эстакадам вдоль трубопровода возможен вариант подвески самонесущего кабеля ВОЛС на металлоконструкциях кабельной эстакады.

6.12.3.17 По территории технологических площадок прокладку кабелей связи следует предусматривать в земле, по электрическим и совмещенным с трубопроводами кабельным эстакадам, в кабельной канализации.

6.12.3.18 Прокладка кабелей в телефонной канализации в условиях возможного затекания газа не допускается.

6.12.3.19 Выбор способов прокладки ВОК связи на участках трассы, грунты которых подвержены мерзлотным деформациям, должен быть обоснован проектом.

6.12.3.20 Минимальные расстояния между кабелями связи при открытой совместной прокладке с прочими коммуникациями определяются проектом и должны соответствовать Правилам устройства электроустановок [16], СП 36.13330, СП 133.13330, СП 134.13330.

Расстояния между кабелями связи при подземной прокладке с прочими коммуникациями определяются проектом и должны соответствовать [16], СП 36.13330.

В случае использования радиорелейных линий связи и спутниковой связи для организации канала связи, промежуточные станции РРЛ и спутниковые терминалы следует размещать вдоль трубопроводов в местах, обеспечивающих нормальную работу аппаратуры связи, удобство строительства и эксплуатации линии связи и по возможности приблизив их к линейным сооружениям (к запорной арматуре).

6.12.3.21 При проектировании обустройства месторождений в проектах систем автоматизации/управления, систем связи, локальных вычислительных сетях должны быть разработаны решения по информационной безопасности в соответствии с Приказом федеральной службы по техническому и экспортному контролю [32].

## **6.13 Пожарная сигнализация**

6.13.1 Системы пожарной сигнализации на объектах должны проектироваться в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации [8], СП 5.13130, СП 231.1311500, СП 6.13130

6.13.2 Для наружных установок, подлежащих защите автоматическими установками пожарной сигнализации (в т.ч. резервуаров с плавающей крышей) должны применяться пожарные извещатели пламени, реагирующие на инфракрасное и/или ультрафиолетовое излучение. Для резервуаров со стационарной крышей должны применяться тепловые пожарные извещатели.

6.13.3 Основные технические решения по установкам пожарной сигнализации (организация зон контроля, размещение извещателей, оборудования и приборов, выбор оборудования) выполняются в соответствии с положениями СП 5.13130, СП 231.1311500.

6.13.4 Цепи питания электроприемников систем автоматической пожарной сигнализации выполняются негорючим кабелем с маркировкой нг(А)-FRLS, FRHF по ГОСТ 31565 и в соответствии с СП 6.13130.

6.13.5 Электроснабжение систем пожарной сигнализации (определение категории, выбор оборудования и кабельной продукции) должны соответствовать требованиям СП 5.13130, ГОСТ 31565, СП 6.13130.

6.13.6 Сигнал о срабатывании пожарной сигнализации должен быть выведен в помещение пункта связи пожарного депо и одновременно в помещение управления (диспетчерский или операторный пункт). При отсутствии на объекте пожарного депо сигнал о пожаре должен подаваться в помещение с персоналом, ведущим круглосуточное дежурство (операторная, сторожевая охрана).

6.13.7 Элементы системы автоматической пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (извещатели, оповещатели, световые табло, приборы приемно-контрольные и т.п.) должны иметь подтверждение соответствия требованиям пожарной безопасности в порядке, предусмотренном «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22 июля 2008г. (глава 33) [8].

## **6.14 Теплоснабжение**

6.14.1 В качестве теплоносителей следует принимать:

- для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения горячую воду по температурному графику 150-70°C и более низким температурным графиком с учетом обязательной установки погодозависимой автоматики (для систем отопления зданий, температурный график которых совпадает с температурным графиком работы ЦТП или источника тепла допускается предусматривать только те регулирующие воздействия, которые не предусмотрены автоматикой регулирования ЦТП или источника тепла);

- для технологических нужд – горячую воду или/ и водяной пар;
- для обогревающих спутников рекомендуется горячая вода;
- для обогревающих спутников в северных районах допускается применять незамерзающие водные растворы (40 % ный раствор диэтиленгликоля и др.).

6.14.2 Мощность котельной должна определяться с учетом использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) в виде пара котлов-утилизаторов, горячей воды, избыточного тепла технологии через теплообменные аппараты и т.п.

Число и производительность котлов, установленных в котельной, следует выбирать в соответствии с требованиями СП 89.13330.

При использовании ВЭР должна быть исключена возможность попадания в теплоносители вредных веществ.

Технологические аппараты, от которых могут поступать в тепловые сети вредные вещества, должны присоединяться к

тепловым сетям через водоподогреватели с дополнительным промежуточным циркуляционным контуром между таким аппаратом и водоподогревателем при обеспечении давления в промежуточном контуре меньше, чем в тепловой сети. При этом следует предусматривать установку пробоотборных точек для контроля вредных примесей в соответствии с СП 124.13330.

6.14.3 В качестве основного топлива для котельных рекомендуется применять газообразное топливо.

Для котельных нефтяных промыслов и вахтовых жилых комплексов, использующих в качестве топлива газ, аварийное топливо независимо от мощности котельных не предусматривается.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа к котельным, отнесенным к первой категории в соответствии с СП 89.13330, необходимо предусматривать их подключение к двум независимым один от другого источникам питания (технологическим линиям). При невозможности подключения к двум источникам питания предусматривать аварийное жидкое топливо нефть, дизельное, мазут. Вид аварийного топлива принимается на основании технико-экономических расчетов.

Емкость хранилищ жидкого топлива следует принимать в соответствии с СП 89.13330.

6.14.4 Центральные тепловые пункты (ЦТП) следует предусматривать при получении тепла от сторонних предприятий.

ЦТП должен быть размещен в отдельном здании. Возможно размещение ЦТП в отдельном помещении вспомогательного или производственного здания с непосредственным выходом наружу, в коридор или на лестничную клетку на расстоянии не более 12 м от наружного выхода.

6.14.5 Устройство индивидуального теплового пункта (ИТП) или узла ввода обязательно для каждого здания, строения, сооружения.

ИТП, узел ввода необходимо размещать в отдельном помещении теплового пункта или в помещении приточной венткамеры. При наличии в здании одного помещения, в котором разрешается водяное или паровое отопление, размещение узла ввода допускается в обслуживаемом помещении.

Проектирование ЦТП и ИТП должно осуществляться в соответствии с СП 60.13330 и [33].

6.14.6 Приборный учет тепловой энергии должен предусматриваться:

- в котельных и ЦТП;
- для зданий, максимальный объем потребления тепловой энергии, которых составляет 0,2 Гкал/ч (232,6 кВт) и более (допускается не устанавливать на зданиях с нагрузкой более 0,2



Гкал/час узлы учета тепловой энергии, если узел учёта установлен на источнике тепловой энергии и при этом источник теплоснабжения и объекты потребления принадлежат одному юридическому лицу).

6.14.7 Рекомендуется надземная прокладка трубопровода пара, конденсата, горячей воды и незамерзающего теплоносителя на эстакадах и отдельно стоящих опорах.

По возможности рекомендуется осуществлять прокладку теплопроводов с технологическими трубопроводами.

Допускается подземная прокладка трубопроводов пара и горячей воды внепроходных каналах или бесканальная прокладка.

При проектировании теплопроводов учитывают требования СП 124.13330.

6.14.8 Весь конденсат должен быть собран и возвращен источнику теплоснабжения. Загрязненный конденсат, очистка которого экономически нецелесообразна, возврату не подлежит.

Система сбора и возврата конденсата источнику теплоты закрытая, при этом избыточное давление в сборных баках конденсата должно быть не менее 0,005 МПа.

При контроле качества конденсата число баков следует принимать не менее трех с вместимостью каждого, обеспечивающей по времени проведение анализа конденсата по всем необходимым показателям, но не менее 30-минутного максимального поступления конденсата.

Постоянный и аварийный сбросы конденсата в системы дождевой или бытовой канализации допускается после охлаждения его до температуры 40 °С. При сбросе в систему производственной канализации с постоянными стоками конденсат допускается не охлаждать.

Проектирование системы сбора и возврата конденсата должно осуществляться в соответствии СП 124.13330.

## **6.15 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха**

### **6.15.1 Отопление**

6.15.1.1 Поддержание температуры воздуха в рабочей зоне помещений следует предусматривать только в помещениях с постоянным (более 2 часов непрерывно) пребыванием обслуживающего персонала. Категория работ обслуживающего персонала соответствует категории работ средней тяжести IIа.

6.15.1.2 Температуру воздуха в рабочей зоне помещений следует принимать плюс 10 °С, при работе обслуживающего персонала до 2 часов непрерывно и при отсутствии технологических требований к температурному режиму помещений.

6.15.1.3 Производственные помещения с постоянными тепlopоступлениями, достаточными для компенсации тепlopотерь, в местностях со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 5 °C и ниже должны быть оборудованы системой дежурного отопления, рассчитанной на поддержание температуры плюс 5 °C при неработающем оборудовании.

6.15.1.4 В помещениях, имеющих приточную вентиляцию, рекомендуется предусматривать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией для помещений категорий А, Б, что соответствует требованиям СП 60.13330.2016 (пункт 6.2.6) и ведомственным строительным нормам [34].

Для систем приточной вентиляции, совмещенных с воздушным отоплением, следует предусматривать резервные приточные установки, обеспечивающие 100 % резервирование.

6.15.1.5 Для помещений, не имеющих приточной вентиляции, следует проектировать систему отопления с местными нагревательными приборами, с учетом требований СП 60.13330.2016 (приложение Д).

6.15.1.6 Для помещений РУ, ТП, КТП, КИПиА и др., требующих приточной вентиляции для создания избыточного давления воздуха в них, следует проектировать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При отсутствии приточной вентиляции следует проектировать систему отопления с местными нагревательными приборами.

6.15.1.7 В помещениях категорий В, Г и Д по СП 12.13130 и вспомогательных помещениях следует предусматривать систему воздушного отопления или отопление местными нагревательными приборами в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

6.15.1.8 Для зданий и сооружений в районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °C и ниже при постоянном присутствии обслуживающего персонала при возможности рекомендуется предусматривать не менее двух систем отопления, независимых друг от друга. Одна система должна рассчитываться на поддержание в помещении температуры плюс 5 °C преимущественно местными нагревательными приборами, другие на догрев до необходимой в помещении температуры.

6.15.1.9 Использование электроэнергии для нужд отопления на производственных площадках, имеющих тепловые источники, допускается при обосновании.

Обогрев отдельно стоящих мелких потребителей тепла (менее 10 кВт каждый) при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей или потенциального источника тепла, включая вторичные на 100 м и

более (КНС, насосные над артезианскими скважинами, ВРП и т.д.), следует осуществлять электрическими нагревателями.

В электропомещениях и помещениях щитов и пультов управления КИПиА допускается предусматривать электроотопление при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей и отсутствии необходимости приточной вентиляции для подпора. В защитовом пространстве отопительные приборы не устанавливать, проход между торцами рядов аппаратуры и выступающими частями отопительных приборов должен составлять не менее 500 мм. Расстояние от аккумуляторов до отопительных приборов должно быть не менее 750 мм.

Обогрев блок-боксов объемом не более 200 м<sup>3</sup> с периодическим (менее 2 ч непрерывно) пребыванием обслуживающего персонала, выпускаемыми промышленностью серийно с электрообогревом, допускается осуществлять электрическими нагревателями.

6.15.1.10 Для технологических целей (поддержание оборудования и приборов в рабочем состоянии) в производственных и вспомогательных сооружениях (КНС, БКНС, ДНС, УПСВ, ВРП, БНГ и др.), расположенных на отдельных площадках и удаленных от источников тепла, работающих в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала, следует предусматривать электрические нагреватели, в том числе с вариантом применения инфракрасных нагревательных приборов, объемных воздухонагревателей или автоматизированных котельных.

6.15.1.11 В помещениях, проектируемых для районов со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже, у ворот следует предусматривать воздушно-тепловые завесы. У ворот, которые не открываются в штатном режиме и используются только для монтажа и демонтажа оборудования в помещениях без постоянных рабочих мест (КТП, РУ, насосные и т.п.) воздушно-тепловые завесы следует предусматривать при необходимости.

Включение воздушной завесы следует блокировать с открыванием ворот. Автоматическое отключение завесы следует предусматривать после закрытия ворот и восстановления нормируемой температуры воздуха помещения.

6.15.1.12 Обогрев полов открытых насосных не предусматривается.

6.15.1.13 При составлении тепловых балансов тепловыделения для расчета системы отопления следует принимать:

- тепловыделения от оборудования и трубопроводов в рабочую зону, если они постоянны;
- от работающих электродвигателей по формуле 6.4

$$w = 1000 N \kappa_1 \kappa_2 \frac{(1 - \eta)}{\eta} \quad \text{Вт/ч,}$$

(6.4)

где  $N$  установленная мощность, кВт;  $\eta$  КПД двигателя;  $\kappa_1$  коэффициент загрузки двигателя;  $\kappa_2$  коэффициент одновременности;

- расход тепла на инфильтрацию наружного воздуха по расчету, для ориентировочных расчетов расход тепла на инфильтрацию допускается принимать как надбавку к теплотерям в % по таблице 11;

Таблица 11 — Расход тепла на инфильтрацию наружного воздуха в процентах от теплотер здания

Характер заполнения проемов	Высота здания до низа балок, м		
	до 4,5	от 4,5 до 10	свыше 10
	Расход тепла, %		
Одинарное	25	30	30
Двойное	15	25	30

- расход тепла на нагрев въезжающего автотранспорта, оборудования и материалов, вносимых в помещение.

6.15.1.14 Прокладка трубопроводов систем отопления под полом производственных помещений категорий А, Б по СП 12.13130 не допускается.

При необходимости прокладка трубопроводов у ворот и дверных проемов должна производиться в каналах размером не более 400х400 мм, перекрытых съемными плитами и засыпанных песком.

6.15.1.15 Транзитная прокладка трубопроводов отопления и теплоснабжения через электротехнические помещения и помещения щитов и пультов управления КИПиА не разрешается.

Допускается транзитная прокладка трубопроводов отопления и теплоснабжения при условии, что каждый трубопровод заключен в сплошную водонепроницаемую оболочку (футляр из стальной трубы).

## 6.15.2 Вентиляция и кондиционирование

6.15.2.1 Во всех производственных помещениях следует предусматривать естественную, механическую или смешанную вентиляцию.

6.15.2.2 Положения ГОСТ 12.1.005 должны выполняться только для помещений с постоянным пребыванием обслуживающего персонала (более 2 часов непрерывно).

Для расчета общеобменной вентиляции температуру воздуха, удаляемого за пределами обслуживаемой или рабочей зоны из помещения со значительными тепlopоступлениями, при работе обслуживающего персонала до 2 часов в смену и при отсутствии

технологических требований к температурному режиму помещений, допускается принимать плюс 40 °С.

6.15.2.3 Необходимый воздухообмен в производственных помещениях объемом более 500 м<sup>3</sup> должен рассчитываться по количеству выделяющихся в помещении вредных веществ, тепла и влаги.

При невозможности установить количество вредных выделений допускается определять воздухообмен по кратности в соответствии таблицей 12.

Таблица 12 — Кратности воздухообмена помещений

Наименование вещества, участвующего в технологическом процессе	Кратности воздухообмена в час		Коэффициент увеличения при температуре свыше 80 °С
	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве до 0,05 г/м <sup>3</sup>	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве более 0,05 г/м <sup>3</sup>	
НГВС при газовом факторе свыше 250 м <sup>3</sup> /т	6,5	8	1,2
НГВС при газовом факторе свыше 100 до 250 м <sup>3</sup> /т	5	8	1,2
НГВС при газовом факторе до 100 м <sup>3</sup> /т	3,5	8	1,2
Нефть с массовой долей серы до 1,81% (ГОСТ Р 51858)	3	8	1,2
Высокосернистая нефть с массовой долей серы более 1,81% (ГОСТ Р 51858)	—	10	1,2
Попутный нефтяной газ	4	10	—
Дизельное, моторное топливо, мазут, битум,	3	7	1,5
Бензин	6	8	1,5
Пропан, бутан, метан	8	10	1,2
Растворы щелочей, деэмульгаторы	3	6	1,6
Аммиак	5	—	—
Метанол	15	—	—
Диэтиленгликоль при постоянном обслуживании	12	—	1,2

Наименование вещества, участвующего в технологическом процессе	Кратности воздухообмена в час		Коэффициент увеличения при температуре свыше 80 °С
	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве до 0,05 г/м <sup>3</sup>	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве более 0,05 г/м <sup>3</sup>	
Диэтиленгликоль при периодическом обслуживании (до 2 ч в смену)	3	—	1,2
Жидкий хлор	12	—	—
Предварительно очищенные сточные и пластовые воды	2,5	—	—
Смазочные масла, парафин (при отсутствии растворителей)	3	—	1,5
Хранилища легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в таре, склады проб	2	2	1,5

При определении воздухообмена по кратности высоту помещений следует принимать:

- по фактической высоте при высоте помещений от 4 до 6 м;
- 6 м при высоте помещений более 6 м;
- 4 м при высоте помещений до 4 м.

Указанные в таблице 12 данные учитывают содержание вредных веществ в приточном воздухе до 0,3 ПДК.

6.15.2.4 Для производственных помещений объемом до 500 м<sup>3</sup> категорий А, Б (включая насосные по перекачке нефти и газокompрессорные) по СП 12.13130 без постоянного пребывания обслуживающего персонала (менее 2 часов непрерывно) следует проектировать естественную вытяжную вентиляцию из верхней зоны, рассчитанную на однократный воздухообмен, и вытяжную механическую вентиляцию периодического действия, рассчитанную на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения.

Включение периодической вентиляции в помещениях должно производиться автоматически от газоанализаторов при достижении 10 % НКПР (нижний концентрационный предел распространения пламени) газо-, паро-, пылевоздушной смеси в воздухе рабочей зоны, во всех других случаях включение периодической вентиляции должно

производиться нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин до входа персонала в помещение.

Приточная вентиляция для этих помещений, резервный вентиляционный агрегат в вытяжной системе, а также дополнительная аварийная вентиляция не предусматриваются.

6.15.2.5 Для помещений категорий А, Б по СП 12.13130, заглубленных более чем на 0,5 м ниже уровня планировочной отметки земли, воздухообмен, определенный в соответствии 6.15.2.3, увеличивается на 3-кратный объем заглубленной части при наличии тяжелых взрывоопасных газов или паров (плотностью более 0,8 по воздуху).

Для 3-кратного дополнительного воздухообмена должна предусматриваться вытяжная система с резервным вентиляционным агрегатом и вытяжкой из нижней зоны заглубленной части, или этот дополнительный объем должен быть обеспечен вытяжкой из нижней зоны заглубленной части общеобменной системой вентиляции при условии установки в ней резервного вентиляционного агрегата.

При наличии легких (плотностью 0,8 м и менее по воздуху) газов и паров дополнительный объем воздухообмена не предусматривается.

6.15.2.6 В заглубленных более чем на 1 м производственных помещениях категорий В, Г и Д по СП 12.13130, расположенных на площадках сооружений с возможными выделениями тяжелых взрывоопасных газов и паров (водонасосные, КНС и др.), следует предусматривать приточную вентиляцию с кратностью воздухообмена не менее трех.

Для этих систем должны предусматриваться забор воздуха с высоты не менее 5 м от уровня земли, с учетом расположения мест выброса тяжелых газов в атмосферу и направления ветров, и установка резервного вентиляционного агрегата.

6.15.2.7 Для прямков и каналов, расположенных в помещениях категорий А, Б по СП 12.13130 следует применять механическую вентиляцию от самостоятельной системы или от системы вентиляции помещения в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13 — Виды вентиляции для прямков и каналов

Тип помещения	Глубина каналов и прямков, м	Вид вентиляции, объём воздухообмена
С легкими газами и парами (плотностью 0,8 и менее до воздуху)	От 1 и более	Приточная, 10 объемов каналов и прямков в час
С тяжелыми газами и парами (плотностью более 0,8 по воздуху)	От 0,5 и более	Вытяжная, 20 объемов каналов и прямков в час

**Примечание:** При определении воздухообмена помещения объем воздуха для вентиляции каналов и прямков не учитывается.

Системы вентиляции каналов и прямков должны иметь резервный вентиляционный агрегат.

6.15.2.8 Удаление воздуха, загрязненного вредными выделениями, системами общеобменной вентиляции из производственных помещений (кроме помещений с периодической вентиляцией по 6.15.2.4) следует осуществлять из зон наибольшего загрязнения воздуха в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14 — Зоны и объем удаляемого воздуха

Вредные выделения	Избытки тепла, ккал/м <sup>3</sup>	Зона, объем удаления	Побуждение
Водород, легкие пары и газы	Свыше 20	Верхняя, 100%	Естественное или механическое
	До 20	Нижняя, 1/3 Верхняя, 2/3	Механическое Естественное или механическое
Тяжелые газы	Свыше 20	Нижняя, 1/3 Верхняя, 2/3	Механическое Естественное или механическое
	До 20	Нижняя, 2/3	Механическое
Пыль Аммиак		Верхняя, 1/3	Естественное или механическое
		Нижняя	Механическое
		Нижняя, 1/3	Механическое
		Верхняя, 2/3	Естественное или механическое

6.15.2.9 Воздухообмен в производственных лабораторных помещениях следует определять по количеству удаляемого воздуха от вытяжных шкафов и укрытий.

6.15.2.10 При отсутствии вытяжных шкафов и укрытий следует предусматривать 8 воздухообменов в час по полному объему помещения.

6.15.2.11 Кроме механической вентиляции в производственных лабораториях должны предусматриваться естественная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на удаление воздуха в количестве 0,5 объема в час в нерабочее время, и открывающиеся части окон.

6.15.2.12 Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует определять по скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа, принимаемом равным 0,2 м<sup>2</sup> на метр длины шкафа по таблице 15 в зависимости от ПДК вредных веществ, используемых в работе.



Таблица 15 — Скорость движения воздуха в расчетном проеме шкафа

ПДК вредных веществ, мг/м <sup>3</sup>	Расчетная скорость, м/с
Свыше 50	0,5
От 20 до 50 включительно	0,7
От 5 до 20 включительно	1,0
До 5 включительно	1,3

6.15.2.13 Подачу приточного воздуха в помещение лаборатории следует предусматривать в размере 90 % от количества воздуха, удаляемого вытяжными системами. Остальное количество воздуха подается в коридор.

6.15.2.14 Для интенсивного проветривания помещений объемом 500 м<sup>3</sup> и более категории А, Б, а также помещений с вредными выделениями, в которых при аварии возможно внезапное поступление больших количеств вредных веществ, следует предусматривать аварийную вентиляцию.

6.15.2.15 Производительность систем аварийной вентиляции следует принимать из расчета:

- для помещений компрессорных и насосных станций сжиженного газа, производственных помещений с обращающимися или хранящимися сжиженными газами равной 8-кратному воздухообмену по полному внутреннему объему помещения;
- для остальных производственных помещений, включая нефтенасосные, аварийная вентиляция совместно с рабочей механической вентиляцией должна обеспечивать в помещении не менее 8 обменов в час по полному внутреннему объему помещения.

6.15.2.16 При наличии в помещении одной основной системы вентиляции, производительности которой достаточно для аварийного воздухообмена, необходимо предусматривать аварийную систему вентиляции или резервный агрегат в основной системе.

6.15.2.17 При наличии в помещении нескольких систем основной вентиляции, производительность которых достаточна для аварийного воздухообмена, резервирования вентиляционных агрегатов или систем не требуется.

6.15.2.18 Аварийная вытяжная вентиляция организованным притоком не компенсируется, при наличии в помещении открытых отверстий для естественной вытяжной вентиляции. При включении аварийной вентиляции в помещении создается разрежение и через отверстия вытяжной естественной вентиляции в помещение поступает наружный воздух.

6.15.2.19 Воздухозаборные отверстия аварийной вентиляции следует располагать в зонах возможных аварийных поступлений

вредных паров и газов, около технологического оборудования, глухих стен помещений.

Следует избегать расположения воздухозаборных отверстий вблизи дверей и окон.

При наличии легких газов и паров забор воздуха для аварийной вентиляции необходимо производить из верхней зоны, при наличии тяжелых газов из нижней.

6.15.2.20 Включение систем аварийной вентиляции должно предусматриваться автоматическим для взрывоопасных газов при достижении 10 % НКПР газо-, паро-, пылевоздушной смеси в воздухе рабочей зоны, для вредных веществ при достижении ПДК.

При обслуживании помещения одной системой вытяжной вентиляции включение аварийной вентиляции должно производиться также при остановке этой вытяжной системы.

Кроме автоматического, следует предусматривать также ручное включение аварийной вентиляции у основного входа в помещение.

При наличии в помещении нескольких систем аварийной вентиляции их пуск должен осуществляться нажатием одной кнопки.

6.15.2.21 Выбросы вытяжных основных и аварийных систем вентиляции следует осуществлять, в основном, выше зоны аэродинамической тени высокоскоростными струями, используя преимущественно центробежные вентиляторы. При наличии легких газов и заборе воздуха из верхней зоны помещения допускается применение осевых вентиляторов с выбросом воздуха в зону аэродинамической тени на 1 м выше кровли.

6.15.2.22 Вентиляторы вытяжной вентиляции следует располагать снаружи здания на фундаментах или площадках.

В районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже, вентиляторы вытяжных систем рекомендуется устанавливать в обслуживаемом помещении (в том числе в нефтенасосных и газокомпрессорных), а при обосновании - в специальных помещениях вентиляционных камер.

6.15.2.23 В районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже весовую скорость воздуха в сечении калориферов приточных систем следует принимать не выше 7 кг/м<sup>2</sup>·с и обеспечивать постоянный циркуляционный расход теплоносителя через неработающие калориферы.

6.15.2.24 Кондиционирование воздуха для производственных и вспомогательных зданий, как правило, не предусматривается (кроме помещений для ЭВМ, электротехнического оборудования, КИП и автоматики, по техническим условиям их обслуживания).

6.15.2.25 Когда необходимые параметры воздуха рабочей зоны не могут быть обеспечены средствами обычной вентиляции, для

помещений с постоянным пребыванием обслуживающего персонала следует предусматривать установки кондиционирования воздуха.

6.15.2.26 Выбор оборудования для кондиционирования воздуха следует производить в зависимости от требований, предъявляемых к воздушной среде помещений. Для помещений небольшого объема, а также для помещений, где не требуется регулирования влажности, следует использовать автономные кондиционеры. Для других помещений могут применяться центральные кондиционеры или типовые приточные камеры с оросительными секциями.

6.15.2.27 При выполнении приточной механической вентиляции, обеспечивающей подпор в электропомещения, помещения щитов и пультов управления КИПиА, приточные венткамеры, кратность воздухообмена необходимо принимать не менее пяти по полному объему помещения. Для систем приточной подпорной вентиляции следует предусматривать резервные приточные установки, обеспечивающие 100% резервирование. Забор наружного воздуха системами приточной подпорной вентиляции должен осуществляться в местах, где исключено образование взрывоопасных смесей на высоте не менее 15 м от уровня земли.

При обосновании забор наружного воздуха для систем подпорной вентиляции допускается организовывать ниже 15 м от уровня земли в местах, где исключено образование взрывоопасных смесей, за пределами взрывоопасной зоны с установкой в воздухозаборе газоанализаторов. При достижении в воздухозаборе концентрации взрывоопасного газа или пара 10 % НКПР необходимо предусмотреть отключение в помещении всего электротехнического оборудования без средств взрывозащиты.

Вытяжные устройства необходимо предусматривать, если приточная вентиляция создает 10-ти и более кратный воздухообмен. Вытяжные устройства выполнять таким образом, чтобы избежать попадания влаги через них на электрооборудование и обеспечить требуемый подпор приточного воздуха в помещения.

6.15.2.28 Электродвигатели в исполнении «Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением защитным газом», устанавливаемые в помещениях с производствами категорий А, Б подлежат продувке чистым воздухом в соответствии с требованиями Правил устройств электроустановок [16] и техническими условиями заводов-изготовителей.

6.15.2.29 Систему вентиляции электродвигателей следует выполнять по разомкнутому или замкнутому циклу согласно техническим данным завода-изготовителя электродвигателя. При установке нескольких электродвигателей принимать, как правило, индивидуальные системы вентиляции для каждого двигателя.

При соответствующем обосновании, когда по конструктивным соображениям индивидуальные системы невыполнимы, для групп электродвигателей допускается предусматривать общую (групповую) систему вентиляции.

6.15.2.30 В индивидуальных и в групповых системах вентиляции электродвигателей следует предусматривать резервные приточные установки, обеспечивающие 100% резервирование, сблокированных между собой, и фильтров для очистки воздуха от пыли при запыленности более 0,2 мг/м<sup>3</sup>.

6.15.2.31 При устройстве групповой системы вентиляции электродвигателей по замкнутому циклу, на группу электродвигателей дополнительно предусматривать самостоятельную систему предварительной продувки каждого электродвигателя перед пуском с производительностью, которая обеспечит пятикратный воздухообмен в контуре электродвигателя за выбранное время.

6.15.2.32 В системе вентиляции электродвигателей предусматривать:

- установку клапанов, отключающих неработающий резервный вентилятор от воздухопроводов;
- установку автоматических обратных клапанов в пределах венткамеры, отключающих воздухопроводы от помещения со взрывоопасными производствами на период остановки системы;
- блокировку вентсистем с продуваемым электродвигателем, исключающую возможность пуска и работы электродвигателей без предварительной продувки и без заданного давления в вентилируемом контуре электродвигателя;
- установку шиберов в групповых системах для отключения продуваемого электродвигателя от сети воздухопроводов в случае ремонта.

6.15.2.33 Воздуховоды систем вентиляции электродвигателей, как правило, прокладывать открыто. Воздуховоды выполнять преимущественно из электросварных труб, также они могут быть сварными из стали толщиной не менее 1,6 мм с минимальным количеством фланцевых соединений в местах подключения воздухопроводов к продуваемому двигателю и для условий демонтажа.

Скрытая прокладка допускается как исключение в засыпных каналах в случае расположения мест подключения воздухопроводов к электродвигателю ниже уровня пола. Воздуховоды должны быть без фланцевых соединений.

6.15.2.34 Выброс воздуха при разомкнутом цикле вентиляции электродвигателей, а также из коробок контактных колец, предусматривать вне помещения со взрывоопасными производствами выше кровли на 1 м.

6.15.2.35 В приточных венткамерах следует обеспечить приток воздуха в объеме не менее двухкратного обмена воздуха в час с механическим побуждением.

В вытяжных венткамерах следует предусматривать удаление воздуха в объеме не менее однократного обмена воздуха в час с механическим побуждением.

Предусматривать проемы для естественного освещения в приточных и вытяжных венткамерах не требуется.

6.15.2.36 Для снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливать на виброизолирующих основаниях и снабжать мягкими вставками на всасывании и нагнетании. Гибкие вставки у вентиляторов для взрыво – и пожароопасных смесей предусмотреть из негорючих материалов.

6.15.2.37 Противодымную защиту зданий и сооружений при пожаре, для предотвращения опасности задымления здания и воздействия на людей и имущество, предусматривать согласно СП 7.13130.

## **6.16 Защита от коррозии**

6.16.1 При обустройстве месторождений нефти всё применяемое технологическое оборудование, резервуары, трубопроводы, арматура и металлоконструкции, контактирующие с агрессивной средой, должны иметь защиту от коррозии внутренней и наружной поверхностей и быть выполнены с применением материалов, стойких к данному виду агрессивного воздействия. Срок службы и надежность работы оборудования, трубопроводов и других металлических конструкций во многом определяется степенью противокоррозионной защиты от разрушения при контакте с окружающей средой.

6.16.2 Систему антикоррозионной защиты назначают исходя из условий эксплуатации, коррозионных свойств рабочей окружающей среды согласно ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 55990. Тип, конструкцию, материалы покрытий и изготовления, средства электрохимзащиты и другое определяются проектом.

6.16.3 Трубопроводы, арматуру, сосуды и другое оборудование, применяемое в системах сбора и подготовки нефти, газа и воды изготавливают из углеродистых и низколегированных сталей.

6.16.4 Для защиты от наружной атмосферной коррозии оборудования и трубопроводов, проектируемых надземно применяют различные системы лакокрасочных материалов (ЛКМ) на основе эпоксидных, полиуретановых и других ЛКМ, обеспечивающих необходимый срок службы, как правило, не менее 15 лет.

6.16.5 ЛКМ, применяемые для защиты от атмосферной коррозии, должны соответствовать техническим требованиям, обеспечивающим качество и долговечность покрытия.

6.16.6 Выбор антикоррозионных покрытий осуществляется с учетом группы (и/или класса) покрытия по ГОСТ 9.032, необходимого срока его службы, состояния окрашиваемой поверхности по ГОСТ 9.402, а также степени коррозионной агрессивности атмосферы по ГОСТ 9.039 и климатического исполнения и категории изделий по ГОСТ 15150.

6.16.7 Защиту резервуаров от коррозии проводят на основании анализа условий эксплуатации, климатических факторов, атмосферных и иных воздействий на наружные поверхности резервуаров, а также вида и степени агрессивного воздействия хранимого продукта и его паров на внутренние поверхности. По результатам анализа разрабатывается отдельная документация или раздел в составе ПД на резервуар с указанием систем и срока службы антикоррозионной защиты. Защиту от коррозии осуществляют применением систем лакокрасочных или металлизационно-лакокрасочных покрытий, а также применением электрохимических способов защиты конструкций.

6.16.8 Защиту труб и оборудования от внутренней коррозии осуществляют следующими методами:

- Технологические методы:
  - а) подготовка и очистка транспортируемого продукта (удаление кислорода, сброс пластовой воды, осушка газа, применение деэмульгаторов и т.п.);
  - б) очистка внутренней поверхности от отложений;
  - в) изменение рабочих параметров перекачки (повышение скорости потока, снижение температуры, понижение цикличности перекачки и т.п.);
- Химические методы снижения агрессивности среды к материалу оборудования:
  - а) непрерывная подача ингибиторов коррозии;
  - б) периодическая подача ингибиторов коррозии;
  - в) закачка ингибиторов в пласт;
- Защита внутренней поверхности трубопроводов и оборудования покрытиями:
  - а) применение труб, оборудования с внутренними полимерными покрытиями;
  - б) применение труб, оборудования с внутренними минеральными покрытиями;
  - в) применение труб, оборудования с напылениями из коррозионно стойких сплавов;

- Применение труб и оборудования из материалов химически стойких к продукту:

а) применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости и надежности;

б) применение труб и оборудования из легированных коррозионностойких сталей и сплавов;

в) применение неметаллических материалов (полимерные, стеклопластиковые трубы, полимерно-армированные трубы и т.п.);

г) применение футерованных труб.

Выбор методов защиты и их сочетаний определяется их эффективностью в каждом конкретном случае, а также экономической целесообразностью.

6.16.9 Использование ингибиторов коррозии является одним из основных методов защиты внутренней поверхности промышленных трубопроводов. Ингибиторная защита должна обеспечивать защиту, гарантирующую эксплуатацию промышленных трубопроводов в течение всего срока эксплуатации.

6.16.10 Контроль за коррозионными процессами и эффективность ингибиторной защиты определяется коррозионным мониторингом.

Система коррозионного мониторинга коррозии трубопроводов – это совокупность методов диагностирования, оценки агрессивности среды, измерения и расчета технологических параметров эксплуатации трубопроводов, технических и программных средств, критериев оценки, позволяющих оперативно контролировать текущую эффективность противокоррозионных мероприятий.

Цель мониторинга коррозии:

- получение информации, необходимой для принятия обоснованных решений по уменьшению скорости коррозии;

- своевременное обнаружение нарушений в работе ингибиторной защиты;

- оптимизация противокоррозионных мероприятий;

- обеспечение безопасной эксплуатации оборудования, увеличение срока службы оборудования и снижение эксплуатационных затрат на его обслуживание.

Эффективность ингибирования определяется по снижению скорости коррозии. Для количественной оценки эффективности рекомендуется параметр по средней общей скорости коррозии с ингибитором коррозии не более 0,1 мм/год.

Структурной единицей системы коррозионного мониторинга является узел зондирования трубопровода (УЗТ).

УЗТ - это место на трубопроводе, оборудованное соответствующими техническими средствами для измерения скорости

коррозии, отбора проб и т.д. УЗТ рекомендуется устанавливать на наиболее ответственных участках трубопровода.

6.16.11 Защиту подземных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляют комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). Целесообразность применения средств ЭХЗ определяется с учетом требований ГОСТ Р 55990.

6.16.12 Основные положения по применению защитных покрытий определяются условиями строительства и эксплуатации трубопроводов и назначаются согласно ГОСТ Р 51164.

6.16.13 Основным направлением повышения надёжности и долговечности подземных трубопроводов является применение труб с наружным изоляционным покрытием заводского исполнения и с последующей защитой зоны сварных стыков не уступающей по качеству изоляцией, например термоусаживающимися материалами.

6.16.14 Мероприятия по ЭХЗ проектируемых стальных трубопроводов, резервуаров должны быть разработаны в соответствии с ГОСТ Р 55990, ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 51164, на основании природоохранного законодательства и других нормативных документов.

Выбор методов электрохимической защиты производится на основании технико-экономического сравнения различных вариантов защиты с учетом коррозионной активности среды, срока службы трубопровода и прогнозируемого изменения коррозионных условий в процессе эксплуатации.

ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения потенциалов на трубопроводе были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений. Защита от коррозии трубопроводов должна осуществляться с минимальными затратами на их эксплуатацию при обеспечении требуемой надежности.

6.16.15 При параллельной прокладке действующих и проектируемых трубопроводов, а так же когда имеется вредное влияние катодной поляризации одних сооружений на другие, рекомендуется применять совместную ЭХЗ для этих сооружений.

6.16.16 Для защиты подземных трубопроводов от коррозии при наличии опасного влияния постоянных блуждающих токов, рекомендуется применять поляризованные дренажи, катодную поляризацию, протекторы, изолирующие вставки, а также перемычки на смежные подземные сооружения. Выбор того или иного метода защиты необходимо определять путём экспериментального сравнения



эффективности их действия.  
При защите от вредного влияния постоянных блуждающих токов допускается применение только автоматических катодных станций с поддержанием защитного потенциала при удалении их на расстояние более 2 км от источников блуждающих токов.

Защиту нефтепровода протекторными группами от вредного влияния переменного тока рекомендуется осуществлять при сближении на расстоянии менее 500м или пересечении ЛЭП 220кВ.

Срок службы средств ЭХЗ должен быть не менее 15 лет, а для протяженных анодных заземлений, прокладываемых в одной траншее с трубопроводом и под днищем вертикальных стальных резервуаров – не менее срока службы защищаемого сооружения.

## **6.17 Генеральный план**

6.17.1 При проектировании объектов и сооружений обустройства месторождений нефти составляются разделы:

- схема планировочной организации земельного участка;
- проект полосы отвода для линейных сооружений.

6.17.2 В составе схемы планировочной организации земельного участка следует разрабатывать:

- ситуационный план (топографическая карта-схема), разрабатываемая на основе топографических карт объекта, как правило, в масштабе 1:25000, 1:50000, 1:100000 в зависимости от характера намечаемой деятельности;

- схему размещения площадок и линейных сооружений на территории месторождения нефти на основе инженерно-топографических планов и карт, как правило, в масштабе 1:10000, 1:25000;

- генеральный план (планировочная организация земельного участка) объектов и сооружений на основе инженерно-топографических планов, как правило, в масштабе 1:500, 1:1000, 1:2000.

6.17.3 На ситуационном плане (топографическая карта-схема) района строительства отображаются объекты инфраструктуры месторождения нефти на местности и устанавливаются рациональные внешние инженерные, транспортные, производственные и хозяйственные связи проектируемого предприятия с другими предприятиями, а так же с общей сетью дорог, границы санитарно-защитных, водоохраных и других зон ограниченного пользования, возможное развитие на перспективу, рациональное размещение объектов капитального строительства.

6.17.4 Схема размещения проектируемых площадок и линейных сооружений на территории месторождения нефти создаётся с границами лицензионных участков, землепользователей и

землевладельцев, муниципальных районов и субъектов Российской Федерации, особо охраняемых природных территорий, с учетом требований основ земельного, лесного, водного и других законодательств Российской Федерации, на базе данных технологической схемы (проекта) разработки и иных технических проектов разработки месторождений нефти.

Схема должна предусматривать размещение на территории месторождения нефти устьев нефтяных, нагнетательных и других одиночных скважин, кустов скважин, ИУ, ДНС, СУ, УПСВ, УПН, УПГ, ЦПС, КНС, ВРП, КС, подстанций и других объектов, а также инженерных коммуникаций (промысловых трубопроводов, автодорог, линий электропередачи, связи, телемеханики, катодной защиты и др.), обеспечивающих технологические и производственные процессы сбора и подготовки нефти, попутного нефтяного газа и воды с учетом существующих в данном районе транспортных связей ЦПС, УПН, ГПЗ, НПЗ, внешнего транспорта нефти, газа и воды, источников снабжения электроэнергией, теплом, водой, воздухом и др.

6.17.5 Генеральный план (планировочная организация земельного участка) объектов, зданий и сооружений обустройства месторождения нефти следует проектировать в соответствии с СП 18.13330, требованиями настоящего национального стандарта и других, указанных в общей части настоящего раздела.

При разработке генерального плана (планировочная организация земельного участка) решаются следующие основные вопросы: рациональное размещение зданий, сооружений и инженерных коммуникаций в соответствии с градостроительными принципами и технологическими требованиями, хозяйственное и инженерно-техническое обеспечение производства, социальное и бытовое обслуживание работающих, охрана окружающей среды, благоустройство территории, охрана территории предприятия и пр.

Планировочные решения генерального плана (планировочная организация земельного участка) должны разрабатываться с учетом технологической схемы производства, функционального зонирования территории по принципу единства производственного процесса, с учетом санитарно-гигиенических, противопожарных требований, рельефа местности, рационального и экономного использования земельных участков и наибольшей эффективности капитальных вложений, преобладающего направления ветров.

Размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений необходимо производить по их функциональному и технологическому назначению и с учетом взрывопожарной и пожарной опасности.

6.17.6 Размеры площадок под строительство объектов, зданий и сооружений определяются из условия размещения технологических

сооружений, сооружений подсобно-вспомогательного назначения и инженерных коммуникаций на минимально-допустимых расстояниях.

6.17.7 Площадки УПН, УПГ, ЦПС, базы производственного обслуживания (БПО) и другие здания и сооружения вспомогательного назначения для обслуживания месторождения нефти, а также ВЖК могут располагаться как на территории месторождения нефти, так и за ее пределами.

6.17.8 При размещении предприятий, объектов, зданий и сооружений нефтедобычи на прибрежных участках рек и других водных объектах, планировочные отметки площадок для строительства следует принимать не менее чем на 0,5 м выше расчетного наивысшего горизонта вод с учетом подпора и уклона водотока с вероятностью его превышения:

- для сооружений, в которых производственный процесс непосредственно связан с извлечением нефти из недр (устья нефтяных скважин, ИУ), один раз в 25 лет (обеспеченностью 4%);
- для ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, КС, СУ, УПСВ, КНС и электроподстанций один раз в 50 лет (обеспеченностью 2%).

6.17.9 Объекты обустройства месторождений нефти следует размещать от соседних предприятий на расстояниях, указанных в СП 231.131.1500.

6.17.10 При разработке генерального плана (схемы генерального плана), наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями объектов обустройства месторождений нефти должны приниматься:

- от объектов обустройства месторождения нефти до зданий и сооружений соседних предприятий по таблице 16;
- между зданиями и сооружениями объектов обустройства месторождения нефти по таблице 17 ;
- между зданиями и сооружениями, размещаемыми на ЦПС, по таблице 18;
- между зданиями и сооружениями систем канализации по таблице 19;
- от аппаратов огневого нагрева до других технологических аппаратов, зданий и сооружений цеха или установки, в состав которых входит печь, а также до эстакад, за исключением технологических трубопроводов, связывающих аппараты огневого нагрева с другими технологическими аппаратами, по таблице 20.

6.17.11 Наименьшие расстояния от зданий складов, навесов открытых площадок для хранения баллонов с кислородом, ацетиленом, азотом и хлором с максимальным количеством баллонов до 400 шт. до производственных и вспомогательных зданий должны быть 20 м.

6.17.12 Расстояния в таблицах настоящего раздела определяются:

- между производственными, подсобными и вспомогательными зданиями, установками, резервуарами и оборудованием в свету между крайними точками наружных стен или выступающих конструкций сооружений без учета металлических лестниц. При наличии конструкций зданий, выступающих более чем на 1 м и выполненных из материалов группы Г1-Г4, наименьшим расстоянием считается расстояние между этими конструкциями;

- для внутриплощадочных автомобильных дорог в соответствии СП 18.13330;

- для факельных установок до оси ствола факела.

6.17.13 Наружные технологические установки рекомендуется размещать со стороны глухой стены производственного здания.

В случае размещения открытых установок с производствами категорий А, Б, по обе стороны здания, с которыми они связаны (или одной установки между двумя зданиями), они должны располагаться от него на расстоянии не менее 8 м при глухой стене, 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 настоящего национального стандарта.

6.17.14 Расстояние от производственных зданий и сооружений до аварийных и дренажных ёмкостей принимаются по таблице 17.

6.17.15 Наземную аварийную (дренажную) емкость, предназначенную для слива ЛВЖ и ГЖ из печей, следует ограждать несгораемой стеной или обвалованием высотой не менее 0,5 м и размещать на расстоянии не менее 15 м от площадки печей.

Подземная аварийная (дренажная) емкость должна размещаться на расстоянии не менее 9 м от площадки печей отдельно или совместно с другими дренажными емкостями (на одной площадке).

6.17.16 Территории ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, СУ и КС должны иметь ограждение, предупреждающее несанкционированный доступ посторонних лиц.

Необходимость строительства ограждения территории одиночных скважин, кустов скважин определяется проектом с учетом объективных факторов: строительство объектов в особых климатических зонах (вечная мерзлота, пустыни, лесные массивы, удаленность от мест проживания людей), расположение в непосредственной близости от транспортных магистралей.

Допускается не устанавливать ограждение на территории одиночных скважин, кустов скважин, при этом обеспечение безопасности и антитеррористической защищенности объектов

должно обеспечиваться с использованием технических средств охраны (системы связи, охранной сигнализации, видеонаблюдения).

Расстояние от ограждения до объектов с производствами категорий А, Б и В должно быть не менее 6 м.

6.17.17 Расстояние от факельного ствола до ограждения, а также между факельными стволами должно приниматься по данным теплотехнического расчета.

6.17.18 К зданиям и сооружениям производственных объектов по всей их длине должен быть обеспечен подъезд пожарных автомобилей:

- с одной стороны при ширине здания или сооружения не более 18 метров;
- с двух сторон при ширине здания или сооружения более 18 метров.

Допускается предусматривать подъезд пожарных автомобилей только с одной стороны к зданиям и сооружениям при ширине более 18 метров в следующих случаях:

- устройство наружных открытых лестниц, связывающих каждый ярус здания и сооружения с противоположной стороны подъезда. Расстояние между лестницами должно быть не более 100 метров;
- установка стационарных лафетных стволов с противоположной стороны подъезда. Расстояние между лафетными стволами должно быть не более 100 метров.

6.17.19 На земельных участках, не занятых зданиями и сооружениями, следует сохранять естественный рельеф и предусматривать вертикальную планировку только в случаях необходимости отвода поверхностных вод.

Вертикальная планировка выполняется с учетом существующего рельефа, климатической характеристики района местности и требований по высотным отметкам для функционирования технологического процесса.

6.17.20 Внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации следует проектировать как единую систему с размещением их в отведенных технических полосах (коридорах).

6.17.21 Способ прокладки инженерных сетей, а так же расстояния между ними следует принимать с учетом настоящего национального стандарта и СП 18.13330.

6.17.22 Расстояние от места забора воды (приемных колодцев) из водоемов и резервуаров хранения пожарного запаса (маста забора) воды и систем ППД должно быть не менее:

- до устьев эксплуатационных нефтяных, нагнетательных и газлифтных скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м;
- до сооружений резервуарного хранения нефти, нефтепродуктов и конденсатов – не менее 40 м;

- до зданий, сооружений и наружных установок с производствами категорий А, Б, В по пожарной опасности - 20 м независимо от степени огнестойкости;
- до зданий с производствами категорий Г и Д I и II степени огнестойкости – 10 м;
- до зданий с производствами категорий Г и Д III, IV степени огнестойкости классов СО, С1 – 20 м;
- до зданий с производствами категорий Г и Д III, IV степени огнестойкости классов С2, С3, V степени огнестойкости и до открытых складов сгораемых материалов – 30 м.

6.17.23 К месту забора воды из водоемов и резервуаров хранения пожарного запаса воды, являющихся источником противопожарного водоснабжения надлежит предусматривать подъезды с площадками для разворота пожарной техники не менее 12 х 12 метров.

В местах установки пожарных гидрантов, расположенных вдоль внутриплощадочных дорог предусматривать площадку для установки пожарного автомобиля в габаритах, не менее 10 х 3 м, обеспечивающую беспрепятственное движение по дороге.

Размеры разворотных площадок в тупиковых проездах и длина проездов должны соответствовать СП 4.13130.2013 (пункт 8.13).

Колодцы с пожарными гидрантами надлежит размещать от стен здания на расстоянии не менее 5 м, от блоков пожарных гидрантов (в северных районах) – по степени огнестойкости.

6.17.24 Дороги вокруг резервуарных парков должны разрабатываться в соответствии с СП 155.13130.

6.17.25 В пределах обочин внутриплощадочных автомобильных дорог допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

6.17.26 Внутриплощадочные автомобильные дороги к объектам, зданиям и сооружениям следует проектировать в соответствии с требованиями СП 37.13330.

6.17.27 Минимальные расстояния от населённых пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей до промысловых трубопроводов следует принимать в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (пункт 7.2).

Таблица 16 — Минимальные расстояния от объектов обустройства нефтяного месторождения нефти до зданий и сооружений соседних предприятий

Объекты	Минимальные расстояния, м					
	Жилые здания, общежития, ВЖК	Общественные здания (клуб, здравпункт и др.)	Промышленные и сельскохозяйственные предприятия (РМЗ, ВПО, НПС, ГПЗ, фермы и др.)	Магистральные нефте- и газопроводы	ВЛ (6 кВ и выше)	Электроподстанции (110/35/6 кВ, 35/6кВ)
Устья нефтяных скважин - фонтанных, газлифтных, оборудованных ЭЦН	300	500	100	СП 36.13330	60	100
Устья нефтяных скважин со станками-качалками, устья нагнетательных скважин	150	250	50	СП 36.13330	30	50
Здания и сооружения по добыче нефти с производств категории А, Б и В (ИУ, СУ, ДНС, КНС, КС, УПН, УПГ, УПСВ, ЦПС)	300	500	100	СП 36.13330	[21]	80
Факел для сжигания газа	300	500	100	60	60	100
Свеча сброса газа	300	500	100	30	30	60
Примечание: 1 Минимальные расстояния от объектов обустройства нефтяных месторождений до магистральных нефте- и газопроводов, КС, ГРС и НПС принимаются в соответствии с техническим регламентом; 2 Минимальные расстояния от отдельно стоящих вахтовых, жилых и общественных зданий (за исключением зданий клубов, школ, детских яслей-садов, больниц) допускается принимать на 50% меньше при условии проектирования организационно-технических мер и обоснования безопасности .						

Таблица 17 — Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями объектов обустройства месторождения нефти

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1 Устья эксплуата	5	5	9	30	30	30	39	39	39	100	30	39	39	9	30	5	9	9	39	9	15	<u>25</u>	24	30	39

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ционных нефтяных и газлифтных скважин										+++												12			
2 Устья нагнетательных скважин	5	6	9	15	15	15	24	24	24	100+++	30	24	24	9	15	5	9	9	24	9	15	<u>25</u> 12	24	30	39
3 Измерительные и сепарационные установки	9	9	+	+	+	+	15	+	15	60+++	30	9	9	+	9	9	9	9	15	+	9	<u>25</u> 12	+++	18	39
4 Пункт налива (не более четырех стояков)	30	15	+	+	+	+	15	+	30	60+++	30	15	15	15	15	9	15	9	15	+	9	+++	+++	18	39
5 Дожимная сепарационная насосная станция ДСНС	30	15	+	+	+	+	15	+	15	60+++	30	+	+	+	15	15	9	9	15	+	9	+++	+++	18	39
6 Дожимная мультифазная насосная	30	15	+	+	+	+	15	+	15	60+++	30	+	+	+	15	15	9	9	15	+	9	+++	+++	18	39



Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
станция ДМНС																									
7 Аварийные резервуары ДНС (типа РВС)	39	24	15	15	15	15	+	15	30	100 +++	30	15	15	15	15	24	15	+	30	12	30	+++	+++	39	39
8 Установки предварительного сброса пластовой воды, подготовки нефти, (УПСВ, УПН)	39	24	+	+	+	+	15	+	15	60 +++	30	+	+	+	15	15	9	9	15	+	9	+++	+++	18	39
9 Печи и блоки огневого нагрева нефти	39	24	15	30	15	15	30	15	см. табл. 2.0	60 +++	30	18	18	15	15	24	15	9	+	15	9	15	9	18	39
10 Факелы аварийного сжигания газа	100 +++	100 +++	60 +++	60 +++	60 +++	60 +++	100 +++	60 +++	60 ++ +	+++	+++	100 +++	100 +++	60 +++	60 +++	100 +++	60 +++	60 +++	60 +++	60 +++	60 +++	60 +++	60 +++	60 +++	100 +++
11 Свечи для сброса газа	30	30	30	30	30	30	30	30	30	+++	+	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	60 +++	60 +++	60	100 +++

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
12 Компрессорные станции газлифта	39	24	9	15	+	+	15	+	18	100 +++	30	+	9	+	15	24	9	9	18	9	9	+++	+++	30	30
13 Установки подготовки газа УПГ	39	24	9	15	+	+	15	+	18	100 +++	30	9	+	+	15	24	9	9	18	+	9	+++	+++	30	30
14 Блоки газораспределительной аппаратуры (БГРА), узлы учета нефти и газа, узлы СОД, арматурные блоки обвязки скважин	9	9	+	15	+	+	15	+	15	60 +++	30	+	+	+	15	9	9	9	15	9	9	+++	12	18	30
15 Кустовые насосные станции системы ППД (КНС, БКНС)	30	15	9	15	15	15	15	15	15	60 +++	30	15	15	15	+	15	+	9	15	9	9	<u>25</u> 12	+++	9	30
16 Шурфная насосная	5	5	9	9	15	15	24	15	24	100 +++	30	24	24	9	15	+	9	9	15	9	15	<u>25</u> 12	24	30	39

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
станция (ШНС)																									
17 Водораспределительные пункты (ВРП), блоки напорной гребенки (БНГ)	9	9	9	15	9	9	15	9	15	60 +++	30	9	9	9	+	9	+	9	15	9	9	$\frac{25}{12}$	+++	9	30
18 Дренажные емкости технологические, канализационные емкости пром дождевых стоков	9	9	9	9	9	9	+	9	9	60 +++	30	9	9	9	9	9	9	+	9	9	9	9	9	9	30
19 Парогенераторная	39	24	15	15	15	15	30	15	+	60 +++	30	18	18	15	15	15	15	9	9	15	9	+++	9	18	39
20 Блоки для заправки химреагентов, ингибиторов	9	9	+	+	+	+	12	+	15	60 +++	30	9	+	9	9	9	9	9	15	+	9	+++	+++	18	30

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
коррозии и метанола																									
21 Компрессорные воздуха	15	15	9	9	9	9	30	9	9	60	30	9	9	9	9	15	9	9	9	9	+	9	9	9	9
22 Трансформаторные подстанции и напряжением до 10кВ и РУ: открытые закрытые, дизельные электростанции	<u>25</u> 12	<u>25</u> 12	<u>25</u> 12	+++	+++	+++	+++	+++	15	60 +++	60 +++	+++	+++	+++	<u>25</u> 12	<u>25</u> 12	<u>25</u> 12	9	+++	+++	9	+	+	++	++
23 Пункт контроля и управления ПКУ	24	24	+++	+++	+++	+++	+++	+++	9	60 +++	60 +++	+++	+++	12	+++	24	+++	9	9	+++	9	+	+	++	++
24 Вагондом для обогрева персонала	30	30	18	18	18	18	39	18	18	60	60	30	30	18	9	30	9	9	18	18	9	++	++	+	++
25 Вспомогательные здания (производства)	39	39	39	39	39	39	39	39	39	100 +++	100 +++	30	30	30	30	39	30	30	39	30	9	++	++	++	++

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																								
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
твенно-бытовой блок, столовая, складское помещени е для вспомогат ельного оборудова ния, котельная																									
<div>+ Расстояния не нормируются.</div> <div>++ Расстояния принимаются в соответствии с СП 4.13130.</div> <div>+++ Расстояния принимаются в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.10, ГОСТ Р 12.3.047, ГОСТ 12.1.004 и определяются проектной организацией.</div> <div>Примечания:</div> <div>1 В графе 19 расстояния, указанные дробью: в числителе - до открытых ТП и РУ, в знаменателе - до закрытых ТП и РУ.</div> <div>2 Расстояния между устьями одиночной эксплуатационной и бурящейся скважинами следует принимать не менее высоты вышки плюс 10 м.</div> <div>3 Сокращать расстояния можно за счет применения в проектах компенсирующих мероприятий.</div>																									

Таблица 18 — Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на центральных пунктах сбора нефти, газа и воды

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																		
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
омпрессорны станции зрючих газов	+	15	+	18	+	+	100	39	24	18	30	9	18	30	100	30	78	+	30
2 Наружные установки производства категорий-А, Б, установки подготовки нефти, газа и воды	15	25	+	15	+	+	100	+	15	9	30	9	18	30	100	30	78	+	30
3 Наружные установки производства категорий А, Б, узлы учета нефти и газа, узлы ввода реагентов, нефтенасосн ые	+	+	+	15	+	+	60	15	15	9	15	9	18	30	100	30	78	+	30
Печи и локи гневого агрева ефти и газа	18	15	15	+	15	18	60	+	18	30	30	15	18	30	100	15	78	15	30
Установки редваритель ого сброса	+	+	+	15	+	+	60	+	15	9	30	9	18	30	100	30	78	+	30

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																		
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ластовой оды (УПСВ)																			
Установки епарации (СУ, СУ)	+	+	9	18	+	+	60	30	15	18	30	9	18	30	100	30	78	++++	30
Факелы для варийного жигания газа	100	100	60	60	60	60	-	100	100	60	60	60	60	100	100	100	100	60	100
Резервуары ефти и ефтепродукт в	39	+++	15	+++	+++	30	100	+++	+++	+++	30	18	+++	+++	100	+++	78	++++	100
Наземные клады егковосплам няющихся и зрючих идкостей мкостью до 000 м³ клады асел, етанола, еагентов и ругих егковосплам няющихся и зрючих идкостей)	24	15	15	18	15	15	100	+++	++	30	15	18	++	30	100	30	+++	++++	30
10 Очистные сооружения (открытые	18	9	9	30	9	18	60	+++	30	Табл. 19	Табл. 19	15	30	30	100	30	30	++++	30

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																		
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
нефтеловушки, пруды-отстойники, шламовый амбар, анализационные насосные станции (производственных стоков)																			
11 Очистные сооружения по закрытой системе: насосные станции, флотационные установки, резервуары-отстойники	30	30	15	30	30	30	60	30	15	Табл. 19	Табл. 19	15	18	30	100	30	30	++++	30
12 Отдельно стоящие производственные здания с помещениями категории Д компрессорные сжатого воздуха, насосные станции обратного осмоса и другие	9	9	9	15	9	9	60	18	18	15	15	++	9	++	++	++	15	9	30



Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																		
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
аналогичные здания)																			
13 Противопожарные насосные станции и помещения для хранения пожарного оборудования, огнегасящих веществ	18	18	18	18	18	18	60	+++	++	30	18	9	++	++	++	++	++	++	30
14 Ремонтно-механические мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные помещения	30	30	30	30	30	30	100	+++	30	30	30	++	++	++	++	++	++	++	30
15 Базы производственного обслуживания НГДУ, УБР, УТТ и другие	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	++	++	++	++	++	++	++	30
6 Котельные	30	30	30	15	30	30	100	+++	30	30	30	++	++	++	++	++	++	++	30

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м																		
	Номер сооружения в графе «Здания и сооружения»																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
7 Пожарное депо	78	78	78	78	78	78	100	78	+++	30	30	15	++	++	++	++	++	++	30
18 Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления КиА	+++ +	++++	++++	15	++++	++++	60	++++	++++	++++	++++	9	++	++	++	++	++	++	30
19 Газотурбинная установка	30	30	30	30	30	30	100	100	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	+

- + Расстояния не нормируются.
- ++ Расстояния принимаются в соответствии с СП 4.13130.
- +++ Расстояния принимаются в соответствии с СП 155.13130.
- ++++ Расстояния принимаются в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.10, ГОСТ Р 12.3.047, ГОСТ 12.1.004 и определяются проектной организацией.
- Примечания:
- 1 Термин «Наружная установка» включает в себя комплекс аппаратов и технологического оборудования, расположенных вне зданий и сооружений.
- 2 Расстояние от неогневой стороны аппарата нагрева нефти, газа и реагентов (см. поз. 3) до технологических установок допускается уменьшать до 9 м.
- 3 Расстояние до прочих зданий и сооружений от компрессорных станций и насосных агрегатов следует принимать как от открытой технологической установки.
- 4 Расстояния от пожарных постов до зданий и сооружений с производствами категорий А, Б, В следует принимать не менее 50 м.
- 5 Расстояния от зданий и сооружений до закрытых и открытых электроподстанций и распределительных устройств принимаются в соответствии с ГОСТ 31610.10 и *определяются проектно организацией.*
- 6 При подземном расположении резервуаров расстояние от резервуаров нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений, указанных в поз. 1, 2, 7, 8, 9, 11, 12 допускается уменьшать на 50 %.
- 7 При определении расстояний между печами (позиции 3-3) следует учитывать требования таблицы 19.
- 8 Расстояния до помещений и зданий с постоянным присутствием рабочей смены определяют с учетом Федеральных норм и правил в области промвшленной безопасности [35].

Таблица 19 — Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями систем канализации

Здания и сооружения	Минимальные расстояния, м					
	Нефтеловушки площадью до 400 м <sup>2</sup> или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома вахтового персонала
Нефтеловушки площадью до 400 м <sup>2</sup> или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод,	+	18	18	30	30	100

	Минимальные расстояния, м					
	Нефтеловушки площадью до 400 м <sup>2</sup> или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома вахтового персонала
Здания и сооружения						
сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них						
Пруды-отстойники	18	+	18	30	30	100
Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих	18	18	+	30	30	100

	Минимальные расстояния, м					
	Нефтеловушки площадью до 400 м <sup>2</sup> или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома вахтового персонала
Здания и сооружения						
сточных вод, флотационные установки						
Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	30	30	30	+	+	48

Здания и сооружения	Минимальные расстояния, м					
	Нефтеловушки площадью до 400 м <sup>2</sup> или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома вахтового персонала
Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	30	30	30	+	+	9
Дома вахтового персонала	100	100	100	48	9	+

Здания и сооружения	Минимальные расстояния, м					
	Нефтеловушки площадью до 400 м <sup>2</sup> или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	Пруды-отстойники	Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	Здания насосных станций для перекачки бытовых сточных вод, сборники бытовых стоков и септики	Дома вахтового персонала
Магистральный нефтепродуктопровод (данной площадки)	+	30	+	15	15	++
<p>+ Расстояния не нормируются;</p> <p>++ Расстояния принимаются в соответствии с СП 36.13330.</p> <p>Примечание – При площади нефтеловушек более 400 м<sup>2</sup> расстояние между ними следует принимать равным 9 м.</p>						

Таблица 20 — Минимальные расстояния от аппаратов огневого нагрева до зданий и сооружений

Здания и сооружения	Минимальное расстояние, м
До технологического оборудования и эстакад с горючими продуктами, расположенных вне зданий при давлении в системе аппаратов и коммуникаций до 0,6 МПа	10
То же, при давлении в системе аппаратов и коммуникаций выше 0,6 МПа	15
До производственных зданий и помещений категории А, Б, В, Д, вспомогательных и подсобно-вспомогательных зданий и помещений независимо от категорий производства при наличии оконных, дверных проемов	15
То же, при глухой стене	8
До производственных зданий, помещений категорий Г, Д; технологического оборудования и эстакад с негорючими продуктами	5
До аппаратов с огневым нагревом	5
До компрессорных горючих газов	20
До колодцев канализации производства категории А, Б, Е, Д	10



## **6.18 Автомобильные дороги**

6.18.1 При проектировании сооружений автомобильных дорог на территории месторождений нефти следует руководствоваться СП 37.13330, СП 34.13330, ГОСТ 21.701, ведомственными строительными нормами [36].

6.18.2 Для транспортного обслуживания предприятий, объектов, зданий и сооружений нефтедобычи предусматриваются:

- межплощадочные автомобильные дороги, в т.ч:
  - а) основные, соединяющие площадки ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, ПСП, КНС между собой и с внешними транспортными магистралями;
  - б) вспомогательные (технологические и вдольтрассовые проезды), предназначенные для обеспечения подъездов к площадкам скважин, кустов, измерительных установок, сепарационных установок, задвижек, СОД, ВРП и др.), а также для проездов вдоль линейных сооружений;
  - в) внутриплощадочные автомобильные дороги к зданиям и сооружениям, расположенным на территории площадок ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, ПСП, КНС;
- зимние автодороги.

6.18.3 Проектирование автомобильных дорог необходимо производить, исходя из минимальных капитальных затрат на строительство, в соответствии со схемами размещения проектируемых площадок и линейных сооружений на территории месторождений нефти с учетом следующих требований:

- прокладка трассы по кратчайшему расстоянию, с минимальным количеством углов поворота;
- прокладка трассы в коридоре коммуникаций с соблюдением разрывов согласно норм;
- минимальное количество пересечений с существующими коммуникациями и постоянно действующими водотоками;
- обход озер и непроходимых болот;
- обход участков с неблагоприятными мерзлотными процессами: с наличием наледи, бугров пучения, склонов, подверженных солифлюкции, термокарстом.

6.18.4 Требования на строительство автомобильных дорог или обеспечение возможности подъезда к тем или иным объектам, зданиям и сооружениям нефтяного промысла, их классификация по месту расположения (межплощадочные или внутриплощадочные), назначению (основные или вспомогательные), срокам использования (постоянные или временные), категории и технические показатели (конструкция дорожной одежды, ширина проезжей части и др) определяются проектом с учётом объективных факторов района

расположения месторождения нефти и близости от транспортных магистралей.

6.18.5 Для вспомогательных автомобильных дорог с невыраженным грузооборотом параметры элементов плана и продольного профиля следует определять в соответствии с СП 37.13330.

6.18.6 При проектировании земляного полотна должны быть учтены принятый тип дорожной одежды, свойства грунтов, используемых для отсыпки, особенности инженерно-геологических и природных условий района строительства, а также опыт эксплуатации дорог в данном регионе.

6.18.7 Высоту насыпи следует определять в соответствии с основными положениями СП 34.13330.

6.18.8 Для предохранения земляного полотна от переувлажнения поверхностными водами и размыва, а также для обеспечения производства работ по сооружению земляного полотна предусматривают системы поверхностного водоотвода (планировка территории, устройство канав, лотков, быстROTOКОВ, испарительных бассейнов, поглощающих колодцев и т.д.).

6.18.9 В качестве водопропускных сооружений используют железобетонные, металлические электросварные, гладкостенные из гофрированных элементов трубы согласно СП 35.13330, СП 46.13330, ведомственными строительными нормами [35].

Трубы проектируют капитального типа. При этом нижняя часть не срезаемой трубы выступает из насыпи на уровне её подошвы не менее чем на 0,2 м, а сечение трубы со срезанным концом выступает из насыпи не менее чем на 0,5 м.

Отверстия труб следует назначать исходя из пропуска расчетного расхода требуемой вероятности превышения, но не менее:

- 1,0 м - при длине трубы до 30 м;
- 0,75 м - при длине трубы до 15 м.

Для водопропускных труб, расположенных в районах со средней температурой наружного воздуха наиболее холодной пятидневки ниже минус 40 °С (с обеспеченностью 0,92) следует предусматривать только безнапорный режим работы.

6.18.10 При проектировании водопропускных труб на переходах малых и средних водотоков в местах возможного образования наледи необходимо проектировать водопропускное сооружение совместно с противоналедными мероприятиями согласно СП 35.13330.2011 (пункт 5.8).

На постоянно действующих водотоках предусматривается строительство мостов, которые позволяют сохранить тепловой и водный безнапорный режим водотока. Проектирование мостов выполнять в соответствии с СП 35.13330, СП 46.13330.

6.18.11 Обустройство дороги, организация и безопасность движения.

Для организации безопасности движения и ориентации водителей, проектируемые автодороги оборудуются дорожными знаками и указателями в соответствии с СП 34.13330, ГОСТ Р 52289.

Расстановка дорожных знаков принята по ГОСТ Р 52289, их форма, размеры, цвета раскраски приняты в соответствии с ГОСТ Р 52290.

Направляющие устройства в виде сигнальных столбиков, расстановка и конструкция предусматриваются в соответствии с СП 34.13330, ГОСТ Р 50970, ГОСТ Р 52289.

Дорожные ограждения применяются разрешенные для эксплуатации в установленном порядке. Расстановка их предусмотрена в соответствии с ГОСТ Р 52289, СП 37.13330.

## **6.19 Материальное исполнение и прочностные расчеты**

6.19.1 При проектировании объектов обустройства месторождений нефти рекомендуются к применению следующие трубы:

- трубы стальные изготовленные из малоуглеродистых и низколегированных сталей.

- а) бесшовные трубы;

- б) прямошовные трубы, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты;

- в) прямошовные трубы, выполненные электродуговой сваркой под слоем флюса;

- г) спиральношовные трубы, выполненные электродуговой сваркой под слоем флюса.

- трубы неметаллические:

- а) полиэтиленовые;

- б) стеклопластиковые;

- в) металлопластиковые;

- г) гибкие полимернометаллические.

6.19.2 Выбор материального исполнения стальных трубопроводов следует производить в зависимости от конкретных условий работы:

- промысловые трубопроводы по ГОСТ Р 55990;

- технологические трубопроводы по ГОСТ 32569.

6.19.3 При проектировании объектов обустройства месторождений нефти, в продукции скважин которых содержится сероводород, рекомендуется применять трубы, изготовленные из сталей повышенной коррозионной стойкости, трубы с внутренним

антикоррозионным покрытием или неметаллические трубы в соответствии с ГОСТ Р 53678, ГОСТ Р 53679.

6.19.4 Выбор материального исполнения и расчет технологических аппаратов рекомендуется выполнять в соответствии ГОСТ Р 52630.

6.19.5 Выбор материального исполнения и расчет резервуаров стальных вертикальных рекомендуется выполнять в соответствии с ГОСТ 31385.

6.19.6 Для изготовления стальных металлоконструкций и опор под трубопроводы применяются углеродистые или низколегированные хладостойкие стали. Материальное исполнение опор, привариваемых к трубопроводу, должно соответствовать материалу трубопровода.

6.19.7 Для удобства монтажа, исключения сварочных работ, при монтаже скользящих опор для трубопроводов рекомендуется применять корпусные хомутовые опоры.

6.19.8 Материалы для изготовления стальных металлоконструкций (площадки обслуживания, лестницы, ограждения, нетиповые изделия) должны выбираться в соответствии с СП 16.13330.

6.19.9 При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и металлоконструкций и их элементов допускаются к применению все промышленные методы сварки, обеспечивающие необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений.

6.19.10 При выборе технологий сварки предпочтение должно отдаваться высокопроизводительным методам сварки, обеспечивающим необходимый темп строительства, требуемое качество сварных соединений и выполнение нормативных требований к свойствам сварных соединений.

6.19.11 Технология проведения сварочных работ, применяемые сварочные материалы и методы контроля качества сварных швов должна отвечать условиям сохранения целостности трубопроводов и его функциональных параметров до окончания срока эксплуатации. Технология сварки и сварочные материалы должны обеспечивать равную прочность и коррозионную стойкость сварных швов и основного металла.

6.19.12 Характеристика сварочных материалов и техника проведения сварочных работ должны обеспечивать надлежащую прочность и жесткость сварных швов из условия способности этих швов выдерживать значительный уровень пластической деформации (т.е. разрушение трубы должно происходить до разрушения сварного шва или зоны его влияния).

6.19.13 Сварка металлоконструкций, сборочных узлов должна производиться в соответствии с СП 16.13330.

6.19.14 После выбора материального исполнения трубопровода выполняют расчет толщин стенок труб и соединительных деталей трубопроводов (СДТ).

6.19.15 Определение толщин стенок труб и деталей трубопроводов определяют из условия обеспечения их несущей способности по технологическим параметрам трубопровода (расчетное давление и температура) и механическим свойствам металла труб.

6.19.16 Увеличение расчетной толщины стенки труб на компенсацию коррозионного износа должно обосновываться расчетами.

6.19.17 После выбора основных параметров и материального исполнения трубопроводов проводят поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом всех действующих нагрузок для всех расчетных схем и с использованием лицензионного программного обеспечения.

За расчетную температуру окружающего воздуха для трубопроводов и оборудования, расположенных на открытом воздухе, следует принимать:

- температуру наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98, если рабочая температура стенки трубопровода или оборудования находящегося под давлением (или вакуумом) положительная;

- абсолютную минимальную температуру, если рабочая температура стенки трубопровода или оборудования находящегося под давлением (или вакуумом) может стать отрицательной от воздействия окружающего воздуха

6.19.18 Расчет на прочность промышленных трубопроводов необходимо выполнять согласно ГОСТ Р 55990.

6.19.19 Расчёт на прочность технологических трубопроводов выполняется согласно ГОСТ 32388.

6.19.20 Подземные трубопроводы проверяют расчетом на общую устойчивость и устойчивость против всплытия.

6.19.21 Подземные трубопроводы, прокладываемые в многолетнемерзлых грунтах (ММГ), необходимо так же рассчитывать на просадки и пучения.

6.19.22 Прочностной расчет трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются пропарке, должны рассчитываться с учетом температуры пропарки, которая определяется параметрами рабочей среды.

6.19.23 Трубопроводы должны проектироваться с учётом температурной деформации, которая определяется разницей температур монтажа и рабочей температурой.

6.19.24 Для исключения или уменьшения температурных деформаций в трубной обвязке применяются различного типа и видов компенсаторы.

6.19.25 В высокотемпературных трубопроводах, при соответствующем обосновании, компенсаторы проектируются с предварительной растяжкой. Для обеспечения работы компенсаторов, а также для ограничения нежелательных перемещений трубопроводов, необходимо предусматривать установку неподвижных опор, упоров или других ограничителей перемещений трубопроводов.

## **6.20 Экологическая безопасность**

6.20.1 Для обеспечения экологической безопасности при проектировании объектов обустройства месторождений нефти должно соблюдаться следующее:

- при размещении, строительстве и эксплуатации объектов обустройства месторождений нефти в проекте должны предусматриваться эффективные меры по сбору, накоплению, транспортированию, обработки, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов, сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязнённых земель, которые должны быть безопасными для окружающей среды, обеспечивать снижение негативного воздействия нефтегазодобычи на окружающую среду и возмещение вреда окружающей среде, причинённого в процессе строительства и эксплуатации объектов;

- обустройство (строительство и эксплуатация) месторождений нефти допускается при наличии проектов восстановления загрязнённых земель в зонах временного и(или) постоянного использования земель, положительного заключения государственной экспертизы проектной документации, а в случаях, установленных законодательством в области охраны окружающей среды Российской Федерации и положительного заключения государственной экологической экспертизы;

- на объектах I категории стационарные источники, перечень которых устанавливается Правительством России, должны быть оснащены автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации об объеме и/или о массе выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и о концентрации загрязняющих веществ в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды). Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду к объектам I, II, III и IV категорий определены в

соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [37].

6.20.2 В проектной документации на обустройство месторождений нефти положения настоящего национального стандарта по экологической безопасности технологических процессов, объектов нефтегазодобычи обеспечиваются разработкой раздела по охране окружающей среды, предусматривающего нижеперечисленные рекомендуемые мероприятия. Мероприятия по охране и рациональному использованию недр, включают в себя:

- организацию производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения недр при строительстве и эксплуатации объектов обустройства месторождений нефти, а также при авариях;
- охрану месторождений нефти от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, осложняющих их разработку;
- предотвращения загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами;
- предотвращение накопления отходов производства и потребления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения.

6.20.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земель, включающие в себя в соответствии Земельному кодексу Российской Федерации [38]:

- снижение землеёмкости проектируемого объекта за счёт рационального размещения зданий, сооружений, коммуникаций;
- защиту земель от водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения и других негативных (вредных) воздействий, в результате которых происходит деградация земель;
- рекультивацию нарушенных и загрязнённых земель, восстановление плодородия почв;
- снятие плодородного слоя почвы и использование его для улучшения малопродуктивных земель при проведении работ, связанных с обустройством месторождения нефти;
- организацию производственного экологического контроля (мониторинга) земель при строительстве и эксплуатации объектов обустройства месторождений нефти, а так же при авариях;

6.20.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха, включающие в себя в соответствии Федеральному закону Российской Федерации [39]:

- планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов от нефтегазодобывающих объектов и сооружений, включая производственную инфраструктуру, на вахтовые

жилые комплексы и близлежащие населённые пункты, предусматривающие расположение объектов нефтегазодобычи (инфраструктуры) и вахтовых жилых комплексов и близлежащих населённых пунктов с учётом господствующих направлений ветра;

- разработку проекта расчетного (предварительного) размера СЗЗ с расчётом рассеивания загрязнения атмосферного воздуха и физического воздействия на атмосферный воздух (шум, вибрация, электромагнитные поля и др.);

- технологические мероприятия, включающие в себя кооперацию проектируемого объекта с другими ранее введёнными родственными и сторонними объектами с целью уменьшения опасных производственных объектов, загрязняющих атмосферный воздух, применение наилучших доступных технологий, позволяющих до минимума ограничить выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности, применение в нефтегазодобывающем производстве более «чистого» вида топлива, применение рециркуляции дымовых газов, внедрение совершенной структуры нефтегазодобывающего предприятия, обеспечивающей оптимизацию распределения топлива между технологическими агрегатами с целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания;

- специальные мероприятия, включающие в себя сокращение неорганизованных выбросов, очистку и обезвреживание вредных веществ из отходящих газов, улучшение условий рассеивания выбросов, оснащение источников загрязнения атмосферного воздуха средствами постоянного контроля за количеством и составом выбрасываемых загрязняющих веществ, организацию системы производственного экологического контроля (мониторинга) атмосферного воздуха.

6.20.5 Мероприятия по охране водных объектов, предотвращение их загрязнения, засорения и истощения, включающие в себя в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации [9]:

- оборудование объектов, предназначенных для добычи, сбора, транспортирования, хранения нефти и (или) продуктов ее переработки средствами предотвращения загрязнения водных объектов и контрольно-измерительной аппаратурой для обнаружения утечки указанных веществ;

- экономное и рациональное использование водных ресурсов;

- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных и подземных вод отходами производства и потребления;

- учет требований по размещению объектов нефтегазодобычи и производственной инфраструктуры в водоохраных зонах и прибрежных защитных полосах;



- соблюдение требований водного законодательства, законодательства в области охраны окружающей среды, законодательства о рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов, законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия;
- отказ от проектирования прямоточных систем технического водоснабжения;
- разработку инженерных мероприятий по предотвращению аварийных сбросов неочищенных сточных вод, по обеспечению экологически безопасной эксплуатации водозаборных сооружений и водных объектов;
- соблюдение требований санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения;
- организацию производственного экологического контроля (мониторинга) водных объектов.

6.20.6 Мероприятия по охране лесов и иной растительности, включающие в себя в соответствии с Лесным кодексом Российской Федерации [40]:

- размещение объектов капитального строительства обустройства месторождений нефти с учетом требований в области охраны окружающей среды, лесного законодательства и нормативных правовых актов в области лесных отношений;
- организацию лесопосадок на нарушенных и неудобных землях, рекультивацию нарушенных и (или) загрязненных земель, землевание малопродуктивных угодий с последующей передачей их для лесохозяйственных нужд;
- восстановление нарушенных деятельностью по разработке месторождений нефти лесных дорог, осушительных каналов, дренажных систем, мостов, других гидромелиоративных сооружений, квартальных просек, других элементов благоустройства территории лесов;
- консервацию и (или) ликвидацию объектов обустройства месторождений нефти по истечению срока их эксплуатации в соответствии с законодательством России обеспечивающую охрану растительного мира;
- организацию производственного экологического контроля (мониторинга) за состоянием растительности в случае значимого воздействия со стороны проектируемых объектов обустройства (по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду);
- расчет вреда, причиненного лесам, или не отнесенным к лесным насаждениям деревьям, кустарникам или лианам.

6.20.7 Мероприятия по охране животного мира, в том числе водных биологических ресурсов (рыбы, водные беспозвоночные, водные млекопитающие, другие водные животные), включающие в

себя в соответствии с Федеральными законами Российской Федерации [41], [42]:

- мероприятия по охране объектов животного мира и среды их обитания при осуществлении лесохозяйственных производственных процессов (при использовании лесов и осуществлении мероприятий по охране, защите и воспроизводству лесов). Использование лесов должно осуществляться при условии сохранения благоприятной среды обитания объектов животного мира;
- устройство на производственных площадках специальных ограждений, предотвращающих появление на них диких животных;
- размещение необходимых химреагентов, ГСМ, только в огороженных местах на бетонированных и обвалованных площадках с замкнутой системой канализации;
- устройство в местах концентрации объектов животного мира и на путях их миграции специальных проходов (искусственных путей миграции);
- оснащение линий электропередач, опор и изоляторов специальными птицезащитными устройствами, в том числе препятствующими птицам устраивать гнездования в местах, допускающих прикосновение токонесущим проводам;
- оснащение трансформаторных подстанций на линиях электропередачи, их узлов и работающих механизмов устройствами (изгородями, кожухами и другими), предотвращающими проникновение животных на территорию подстанций и попадание их в указанные узлы и механизмы;
- замену воздушной проводной системы связи на подземную кабельную или радиорелейную в местах массовой миграции птиц для предотвращения их гибели от столкновения;
- размещение площадок строительства сооружений нефтегазодобычи с учетом расположения в водоемах и водотоках крупных нерестилищ промысловых видов рыб и наиболее продуктивных нагульных площадей;
- оборудование водозаборных сооружений нефтегазодобывающего предприятия на водоемах и реках, имеющих рыбохозяйственное значение, рыбозащитными устройствами;
- обеспечение очистки производственно-дождевых и хозяйственно-бытовых сточных вод, предусматривающих сброс в поверхностные водные объекты, до уровней, удовлетворяющих требованиям к воде водных объектов рыбохозяйственного назначения, либо хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования (в зависимости от назначения водного объекта);
- выбор технологии производства строительных работ на акватории водного объекта и на прилегающей территории с учетом

требований уполномоченных органов в области рыболовства и сохранения водных биоресурсов;

- организацию производственного экологического контроля (мониторинга) объектов животного мира в случае значимого воздействия со стороны проектируемых объектов обустройства (по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду);
- расчет ущерба (вреда) причиненного объектам животного мира (включая водные биологические ресурсы).

6.20.8 Мероприятия по предотвращению, смягчению и уменьшению негативного воздействия отходов на окружающую среду, включающие в себя в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [43]:

- учет отходов производства и потребления и обеспечение своевременных платежей за их размещение;
- организацию накопления отходов производства и потребления (на срок не более чем одиннадцать месяцев) в местах (на площадках), обустроенных в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, строителей, эксплуатационного персонала, в целях их дальнейшей обработке, утилизации, обезвреживания, размещения, транспортирования;
- отдельный сбор отходов производства и потребления от объектов нефтегазодобычи и инфраструктуры, их сортировка по классам опасности и способу обращения;
- создание объектов по сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов с соблюдением экологических, санитарных и иных требований, установленных законодательством России в области охраны окружающей среды и здоровья человека;
- организацию (расширение, техническое перевооружение) производственного экологического контроля (мониторинга) на территориях объектов размещения и обезвреживания отходов и в пределах их воздействия на окружающую среду, за состоянием и загрязнением окружающей среды в порядке, установленном федеральными органами исполнительной власти в области обращения с отходами;
- транспортирование отходов на сторонние объекты обработки, утилизации, обезвреживания, размещения отходов, внесенные в государственный реестр объектов размещения отходов, в соответствии с требованиями, правилами и нормативами, разработанными и утвержденными федеральными органами исполнительной власти в области обращения с отходами.

6.20.9 Мероприятия по охране особо охраняемых природных территорий, территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации, мест традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации, объектов культурного наследия (памятников истории и культуры), включающие в себя:

- мероприятия по охране и рациональному использованию особо охраняемых природных территорий, в границах которых, в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [44] располагаются земельные участки, выведенные из территории особо охраняемой природной территории и предназначенные для организации разработки месторождений нефти;

- мероприятия по охране и рациональному использованию территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации, на территории которых предусматривается разработка месторождений нефти, в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [45];

- мероприятия по охране и рациональному использованию мест (территорий) традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации, на территории которых предусматривается разработка месторождений нефти, в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [46];

- мероприятия по предотвращению и смягчению негативного воздействия деятельности по разработке месторождений нефти на объекты культурного наследия (памятники истории и культуры) народов Российской Федерации, которые могут быть выявлены на территории намечаемой деятельности по результатам проведения археологических разведочных работ, в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [47].

6.20.10 Мероприятия по предотвращению и смягчению и уменьшению негативного воздействия намечаемой деятельности по разработке месторождений нефти на окружающую социальную среду, включающие в себя как охрану здоровья строителей и эксплуатационного персонала, так и охрану здоровья населения близлежащих населенных пунктов, на которые прямо либо косвенно оказывают негативное воздействие процессы строительства и эксплуатации нефтегазодобывающие объекты обустройства месторождений нефти и производственной инфраструктуры в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [48].

## **7 Информационное моделирование**

7.1 Процесс проектирования объектов обустройства месторождений нефти осуществляется с применением технологий информационного моделирования для формирования информационной модели объекта, содержащей графическую и атрибутивную информацию о проектируемом или уже существующем объекте. Информационная модель выполняет функции централизованного структурированного электронного хранилища документации (проектной, рабочей, исполнительной, закупочной, технической, регламентной) и иной информации об объекте проектирования и должна предусматривать выход на верхний информационный уровень.

7.2 Информационная модель линейного объекта формируется на базе географической информационной системы (ГИС). Геоинформационная система предназначена для сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных данных и связанной с ними информации об объектах. Геоинформационная система линейных объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти представляет собой пространственно-цифровую модель инфраструктуры месторождения, которая содержит карту местности, рельеф, объекты системы инфраструктуры, отвечающие за добычу, сбор и транспорт нефти, газа и воды.

7.3 Информационная модель линейного объекта должна содержать данные об инфраструктуре месторождения нефти, технические характеристики и паспорта объектов, схемы, чертежи, карты, проектную, рабочую и исполнительную документацию, календарно-сетевые графики и информацию, необходимую для планирования развития и оптимизации инфраструктуры месторождения нефти на всех этапах жизнедеятельности объекта, начиная от разработки концепции обустройства месторождения нефти до строительства и эксплуатации. ГИС линейного объекта хранит графическую информацию об объектах в виде набора тематических слоев, которые объединены на основе географического положения, а также необходимый и достаточный набор атрибутивных данных об элементах объекта.

7.4 Информационная модель площадного объекта проектирования и строительства формируется на базе 3D модели в целях сопровождения объекта на всех этапах его жизненного цикла и должна поддерживать в актуальном состоянии информацию о его конфигурации, элементах и конструкциях. Информационная модель объекта обустройства наполняется атрибутивной и графической информацией на этапах проектирования, хранит данные о примененном оборудовании, его технических характеристиках, о

свойствах нефти и газа, климатических параметрах, геологии, обеспечивает привязку проектной документации, графиков организации строительства, на этапах строительно-монтажных работ сопровождает процесс проведения закупок, поставок, строительно-монтажных работ.

7.5 Задачи, решаемые на базе информационной модели, на этапе проектирования:

- централизация хранения проектных данных, решений и документации по всем разделам проекта с привязкой к объектам 3D модели;
- своевременное выявление и устранение коллизий между смежными разделами проекта;
- объединение в одной модели разделов проекта, созданных в различных САПР;
- централизованное хранение технических характеристик, параметров, размеров примененного оборудования, деталей, узлов, конструкции, с привязкой к объектам 3D модели.

7.6 Задачи, решаемые на базе информационной модели, на этапе строительства:

- централизация и хранение данных о закупленных, поставленных и смонтированных деталях, оборудовании и использованных материалах, с привязкой к координатам их текущего размещения, с указанием их геометрических размеров и характеристик;
- централизация и привязка исполнительной документации, паспортных данных о построенных элементах технологического объекта, о выполненных работах (журналы сварочных работ и т.д.);
- мониторинг процесса строительства и оценка соответствия построенного объекта проекту, принятым нормам, правилам и техническим условиям;
- связь элементов модели (сооружения, конструкции, узлы, детали, материалы) с календарно-сетевыми графиками закупок, поставок, строительно-монтажных работ.

7.7 Задачи, решаемые на базе информационной модели на этапе эксплуатации:

- актуализация и анализ текущей информации о технологическом объекте;
- сбор и хранение данных оперативной (функциональной) диагностики элементов и систем технологического объекта, регламентных и аварийных работ;
- оценка текущего и прогнозируемого технического состояния технологического объекта;

- централизованный сбор данных (заключений) о состоянии и сроке безопасной эксплуатации (ресурсе) систем технологического объекта;
- инвентаризация технических архивов эксплуатационных служб, анализ и систематизация эксплуатационных данных;
- планирование и контроль выполнения осмотров, ремонтов, регламентных и аварийных работ;
- автоматизированное формирование отчетной документации, актуализированных технических паспортов.

7.8 Сценарий процесса моделирования объекта утверждается по результатам утверждения проектно-сметной документации до начала строительства в виде графика строительного производства. Информационная модель должна обеспечивать оптимизацию хранения и доступа к информации об объекте, постоянную актуализацию данных модели в процессе жизнедеятельности объекта, способствовать снижению стоимости строительства и эксплуатации, принятию наиболее эффективных решений на всех этапах развития объекта. Применение единой информационной модели объекта обеспечивает взаимодействие всех участников работы над объектом на основе единых классификаторов объектов строительства, оборудования, единой кодировки всех элементов конструкций зданий и сооружений.

## **8 Управление изменениями**

8.1 Актуализация национального стандарта «Обустройство месторождений нефти на суше» потребуется в случаях:

- изменения законодательства Российской Федерации регулирующего добычу нефти;
- изменения (вводе новых) нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти;
- создания отраслевых информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям по добыче нефти.

8.2 Инициаторами внесения изменений в национальный стандарт по обустройству месторождений нефти на суше являются заинтересованные органы и организации.

8.3 Разработка и утверждение изменений, вносимых в национальный стандарт, осуществляются в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации в области стандартизации.

## БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
- [2] Постановление Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1034 "О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя"
- [3] Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- [4] Постановление Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. № 451 «Правила учета нефти»
- [5] Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ
- [6] Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- [7] Федеральный закон Российской Федерации от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»
- [8] Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- [9] Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 г. № 74-ФЗ
- [10] Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»
- [11] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России от 12 марта 2013 г. № 101)
- [12] Ведомственные нормы Объекты газовой и нефтяной технологического промышленности, выполненные проектирования с применением блочных и ВНТП 01/87/04-84 блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования
- [13] Постановление Правительства Российской Федерации от 08 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и(или) рассеивании попутного нефтяного газа»
- [14] Постановление Правительства Российской Федерации от



- 26 августа 2013 г. № 730 «Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах»
- [15] Технический регламент Таможенного союза 012/2011 от 18 октября 2011 г. № 825 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»
- [16] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 6 (утверждены Минэнерго СССР 01 января 1985 г.)
- [17] Санитарные нормы Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки СН 2.2.4/2.1.8.562-96
- [18] Санитарные нормы Производственная вибрация, СН 2.2.4/2.1.8.566-96 вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
- [19] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России от 25 марта 2014 г. № 116)
- [20] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» (утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России от 07 ноября 2016 г. № 461)
- [21] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7 (утверждены приказом Минэнерго России от 08 июля 2002 г. № 204)
- [22] Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России от 26 декабря 2012 г. № 780)
- [23] МИ 2825-2003 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию
- [24] МИ 3532-2015 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства

- измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти
- [25] МИ 2693-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения
- [26] Правила учёта газа (утверждены приказом Минэнерго России от 30 декабря 2013 г. № 961)
- [27] Правила по метрологии ПР 50.2.013-97 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов
- [28] Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [29] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 63-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации

- [30] Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности
- [31] Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах»
- [32] Приказ Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России) от 14 марта 2014г. №31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»
- [33] Свод правил СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов
- [34] Ведомственные строительные нормы ВСН 21-77 Инструкция по проектированию отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий
- [35] Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей" (утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России от 31 марта 2016 г. № 137)
- [36] Ведомственные строительные нормы ВСН 26-90 Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири
- [37] Постановление Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2015 г. № 1029 «Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»
- [38] Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 137-ФЗ
- [39] Федеральный закон Российской Федерации от 04 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

- [40] Лесной кодекс Российской Федерации от 04 декабря 2006 г. № 200-ФЗ
- [41] Федеральный закон Российской Федерации от 20 декабря 2004 г. № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»
- [42] Федеральный закон Российской Федерации от 24 апреля 1995 г. № 52-ФЗ «О животном мире»
- [43] Федеральный закон Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»
- [44] Федеральный закон Российской Федерации от 14 марта 1995 г. № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»
- [45] Федеральный закон Российской Федерации от 07 мая 2001 г. № 49-ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации»
- [46] Федеральный закон Российской Федерации от 30 апреля 1999 г. № 82-ФЗ «О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации»
- [47] Федеральный закон Российской Федерации от 25 июня 2002 г. № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»
- [48] Федеральный закон Российской Федерации от 30 марта 1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»

УДК.....

ОКС.....

Ключевые слова: месторождение нефти, проектирование, объекты капитального строительства, сбор нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти, газа, воды, скважина, куст скважин, объекты инфраструктуры

Руководитель организации-разработчика

АО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»

Генеральный директор

А.Ю. Медников

Руководитель разработки:

Заместитель главного  
инженера

С.И. Аграфенин

Исполнители:

Главный специалист

А.И. Крючков

Главный специалист

Ю.М. Никифоров

Главный специалист

И.Е. Карпеев

Главный специалист

В.П. Кощев

Главный специалист

А.П. Туманов

Главный специалист

Ю.В. Жиганов

Главный специалист

Н.П. Давыдова

Заместитель начальника  
отдела

Е.М. Антошкина

Главный специалист

А.В. Осипова

Главный инженер  
проектов

И.В. Яценко

Инженер 2 категории

Ю.А. Полянская

Главный специалист

М.А. Петровский

Главный специалист

А.В. Гришагин