ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58367— 2019

ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА СУШЕ

Технологическое проектирование

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» (АО «Гипровостокнефть»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 марта 2019 г. № 82-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «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 агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2019

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 4
4 Сокращения . . . 14
5 Общие положения . . . 16
6 Объекты обустройства месторождений нефти . . . 21
6.1 Извлечение (подъем) на поверхность нефтегазоводяной смеси . . . 21
6.2 Сбор нефтегазоводяной смеси . . . 26
6.3 Подготовка нефти, газа и воды . . . 38
6.4 Методы повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти . . . 63
6.5 Газлифтная добыча нефти . . . 71
6.6 Водоснабжение для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд . . . 74
6.7 Водоотведение . . . 78
6.8 Автоматизация, телемеханизация, автоматизированные системы управления . . . 81
6.9 Электроснабжение и электрооборудование . . . 84
6.10 Электрообогрев трубопроводов и оборудования . . . 87
6.11 Связь . . . 88
6.12 Теплоснабжение . . . 92
6.13 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха . . . 94
6.14 Защита от коррозии . . . 100
6.15 Генеральный план . . . 102
6.16 Автомобильные дороги . . . 110
6.17 Материальное исполнение и прочностные расчеты . . . 111
6.18 Экологическая безопасность . . . 113
7 Информационное моделирование . . . 117
8 Управление изменениями . . . 117
Библиография . . . 118

ОКС 75.020

Поправка к ГОСТ Р 58367—2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Подпункт 6.2.3.6	(пункт 9.5)	(подраздел 9.3)
Таблица 18. Подзаголовок графы «4» для строки 17	15	9

(ИУС № 7 2022 г.)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА СУШЕ

Технологическое проектирование

Engineering process for onshore oil fields.
Technological design

Дата введения — 2019—04—15

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 транспортирования сжиженных газов, складов для хранения нефти и нефтепродуктов.

1.6 Настоящий стандарт не предназначен для подтверждения соответствия требованиям [8].

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

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

Издание официальное

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

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

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

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

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

ГОСТ 12.2.085 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности

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

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

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

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

ГОСТ 34.603 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

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

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

ГОСТ 632 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ 1581 Портландцементы тампонажные. Технические условия

ГОСТ 2517 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

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

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

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

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

ГОСТ 14202 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 Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры

ГОСТ 17433 Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности

ГОСТ 28996 Оборудование нефтепромысловое устьевое. Термины и определения

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

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

ГОСТ 31294 Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия

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

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

ГОСТ 31446 (ISO 11960:2014) Трубы стальные обсадные насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия

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

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

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

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

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

ГОСТ 32843 Дороги автомобильные общего пользования. Столбики сигнальные дорожные. Технические требования

ГОСТ 32945 Дороги автомобильные общего пользования. Знаки дорожные. Технические требования

ГОСТ 32948 Дороги автомобильные общего пользования. Опоры дорожных знаков. Технические требования

ГОСТ 34347 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

ГОСТ 34396 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

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

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

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 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 51317.6.5 (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 Технические средства организации дорожного движения. Столбики сигнальные дорожные. Общие технические требования. Правила применения

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

ГОСТ Р 51364 (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 Нефть. Общие технические условия

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

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

ГОСТ Р 53201 Трубы стеклопластиковые и фитинги. Технические условия

ГОСТ Р 53246 Информационные технологии. Системы кабельные структурированные. Проектирование основных узлов системы. Общие требования

ГОСТ Р 53678 (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 (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 Нефтяная и газовая промышленность. Детали факельных устройств для общих работ на нефтеперерабатывающих предприятиях. Общие технические требования

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

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

СП 16.13330.2011 «СНиП II-23—81* Стальные конструкции»

СП 18.13330.2011 «СНиП II-89—80* Генеральные планы промышленных предприятий»

СП 20.13330.2011 «СНиП 2.01.07—85* Нагрузки и воздействия»

СП 28.13330.2017 «СНиП 2.03.11—85 Защита строительных конструкций от коррозии»
СП 30.13330.2016 «СНиП 2.04.01—85* Внутренний водопровод и канализация зданий»
СП 31.13330.2012 «СНиП 2.04.02—84* Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»
СП 32.13330.2012 «СНиП 2.04.03—85 Канализация. Наружные сети и сооружения»
СП 34.13330.2012 «СНиП 2.05.02—85* Автомобильные дороги»
СП 35.13330.2011 «СНиП 2.05.03—84* Мосты и трубы»
СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06—85* Магистральные трубопроводы»
СП 37.13330.2012 «СНиП 2.05.07.91* Промышленный транспорт»
СП 41-101—95 Проектирование тепловых пунктов
СП 46.13330.2012 «СНиП 3.06.04—91 Мосты и трубы»
СП 51.13330.2011 «СНиП 23-03—2003 Защита от шума»
СП 60.13330.2016 «СНиП 41-01—2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»
СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03—2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»
СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01—2002 Газораспределительные системы»
СП 75.13330.2011 «СНиП 3.05.05—84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»
СП 89.13330.2016 «СНиП II-35—76 Котельные установки»
СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02—2003 Тепловые сети»
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 254.1325800.2016 Здания и территории. Правила проектирования защиты от производственного шума

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил) 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 документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

авария: Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной 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.

[[1], статья 2]

3.2 **блочное исполнение:** Разновидность сборочной единицы технологической установки заданного уровня заводской готовности в виде комплекта оборудования, предназначенного для выполнения определенной 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 подъемных трубах и подъеме ее из скважин за счет возникающей разности давлений в подъемных трубах и затрубном пространстве.

[ГОСТ 30767—2002, статья 3.1]

3.6

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

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 3.2]

3.7

газовое месторождение: Месторождение, содержащее только газ.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 3.20]

3.8

газоконденсатное месторождение: Месторождение, в газе которого содержится конденсат.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 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, статья 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:** Сооружение, предназначенное для подготовки и компримирования газа, подаваемого для газлифтного метода добычи нефти.

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

3.13 **дожимная насосная станция:** Сооружение системы сбора, предназначенное для транспортирования нефтегазоводяной смеси до сооружений подготовки нефти и газа.

3.14 **дожимная сепарационная насосная станция:** Сооружение системы сбора, предназначенное для транспортирования нефтеводяной смеси и газа после предварительной сепарации по раздельным 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, статья 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.

3.17

залежь углеводородов: Естественное скопление углеводородов в ловушке, образованной породой-коллектором под покрышкой из непроницаемых пород.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 3.7]

3.18

здание: 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.

[[1], статья 2]

3.19

измерительная установка: 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, статья 3.3]

3.20

индивидуальный тепловой пункт: 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.

[[2], глава 1, статья 3]

3.21

инженерная защита: 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.

[[1], статья 2]

3.22

источник водоснабжения: Природный или антропогенный поверхностный водоем (река, море, озеро, океан, водохранилище и т. д.) или подземные воды, обеспечивающие забор необходимого потребителю количества воды в течение длительного времени.

[СП 31.13330.2012, приложение А*, статья А.3]

3.23 **компрессорная станция воздуха:** Сооружение, предназначенное для выработки сжатого воздуха необходимого давления и требуемого качества для обеспечения нужд потребителей.

3.24 **компрессорная станция перекачки газа:** Сооружение, предназначенное для компримирования газа с целью транспортирования нефтяного газа к потребителю.

3.25

конденсат (газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей): Смесь углеводородных C^{5+} и неуглеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в растворенном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации.

[ГОСТ Р 54910—2012, статья 2]

3.26

конденсат попутного нефтяного газа: Смесь жидких компонентов, выделившихся из попутного нефтяного газа в результате изменения термобарических условий.

[ГОСТ Р 54973—2012, статья 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]

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, статья 3.25]

3.31

многолетне-мерзлый грунт: Грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех и более лет.

[СП 25.13330.2012, приложение А]

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 ее применения.

[[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, статья 3.22]

3.35

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

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 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, статья 3.23]

3.37

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

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 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.

[[4], статья 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: Учтенное при проектировании состояние здания или сооружения, при котором отсутствуют какие-либо факторы, препятствующие осуществлению функциональных или технологических процессов.

[[1], статья 2]

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.

[[3], глава 1, статья 1]

3.42 **обустройство месторождения нефти (газа):** Строительство на территории месторождения нефти (газа) комплекса наземных и/или подземных сооружений, позволяющего вести безаварийную разработку месторождения в соответствии с утвержденным проектным документом.

3.43

объект капитального строительства: Здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено (далее — объекты незавершенного строительства), за исключением некапитальных строений, сооружений и неотделимых улучшений земельного участка (замощение, покрытие и др.).

[[5], статья 1]

3.44

окружающая среда: Совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.

[[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.

[[1], статья 2]

3.46

опасные производственные объекты: Предприятия или их цеха, участки, площадки, а также иные производственные объекты.

[[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.

[[7], статья 1]

3.49

пожарная безопасность объекта защиты: Состояние объекта защиты, характеризуемое возможностью предотвращения возникновения и развития пожара, а также воздействия на людей и имущество опасных факторов пожара.

[[8], статья 2, пункт 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 промысловой 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 рассеивание газа в атмосфере, безопасное для окружающей среды.

3.52 **пункт налива нефтегазоводяной смеси:** Сооружение, обеспечивающее 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]

3.54

пласт-коллектор: Горная порода, способная вмещать жидкие и/или газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений.

[ГОСТ Р 53713—2009, статья 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, статья 3.32]

3.58

природный объект: Естественная экологическая система, природный ландшафт и составляющие их элементы, сохранившие свои природные свойства.

[[3], глава 1, статья 1]

3.59

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

[[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.

[[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.

[[3], глава 1, статья 1]

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

3.63 **производственные сточные воды:** Сточные воды, которые образуются в процессе эксплуатации технологической инфраструктуры.

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 органам Ростехнадзора.

[ГОСТ Р 55990—2014, статья 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, статья 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.

[[6], статья 1]

3.67 **резервуарный парк:** Группа (группы) взаимосвязанных резервуаров и связанного с ними технологического оборудования, предназначенных для приема, хранения и опорожнения нефтегазоводяной смеси, добытой нефти и пластовой воды.

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 др.) или при котором требуется изменение границ полос отвода и/или охранных зон таких объектов.

[[5], статья 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 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.

[[5], статья 1]

3.70 **сепарационная установка:** Сооружение, предназначенное 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.

[[1], статья 2]

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*]

3.73 **система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси:** Совокупность объединенных средств измерений, системы и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и параметров нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто в составе нефтегазоводяной смеси.

3.74 **система измерений количества и показателей качества нефти:** Совокупность объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти.

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, статья 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.

[[1], статья 2]

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]

3.78

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

[ГОСТ Р 8.591—2002, статья 3.1]

3.79

скважина (буровая): Цилиндрическая выработка, пройденная буровым инструментом в горных породах земной коры для изучения ее геологического строения или добычи полезных ископаемых.

[ГОСТ Р 54362—2011, статья 2]

3.80 **скважина добывающая:** Скважина, оснащенная технологическим оборудованием для подъема 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

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.

[[1], статья 2]

3.83

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.

[[1], статья 2]

3.84 **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, а также системы телевизионного мониторинга технологических процессов охранного теленаблюдения).

3.85

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.

[[9], статья 1]

3.86

строительная конструкция: Часть здания или сооружения, выполняющая определенные несущие, ограждающие и/или эстетические функции.

[[1], статья 2]

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

3.88

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.

[[1], статья 2]

3.89

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.

[[6], статья 1]

3.90

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

[СП 231.1311500.2015, статья 3.12]

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

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

3.93

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.

[[3], глава 1, статья 1]

3.94 **узел запорной арматуры:** Сооружение, предназначенное для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

3.95 **установка дозированной подачи химреагента:** Сооружение, предназначенное для объемного напорного дозированного ввода жидких химреагентов для эмульгации нефти, предотвращения коррозии, солеотложения, парафиноотложения, гидратообразования.

3.96 **установка предварительного сброса пластовой воды:** Сооружение, предназначенное для осуществления процесса предварительного обезвоживания нефти, включающего в себя сброс пластовой воды до остаточной обводненности нефти 5—10 % (массовой), сепарацию газа, а также подготовку сбрасываемой пластовой воды до требуемых показателей качества.

3.97 **установка подготовки нефти:** Сооружение, обеспечивающее глубокое обезвоживание, обессоливание, дегазацию и стабилизацию нефти и получение нефти, первой по своему качеству отвечающей требованиям технического регламента, положениям документа по стандартизации либо договорным отношениям.

3.98 **установка подготовки попутного нефтяного газа:** Сооружение, обеспечивающее осуществление технологического процесса осушки газа, снижения в попутном нефтяном газе твердых частиц, тяжелых углеводородов, аэрозолей, капельной влаги, серосодержащих примесей с целью его дальнейшего использования.

3.99 **установка улавливания легких фракций углеводородов:** Сооружение, предназначенное для сбора и компримирования паров легких фракций углеводородов из газовых пространств резервуаров.

3.100

факельная установка: Техническое устройство, предназначенное для сжигания постоянных, периодических и аварийных сбросов горючих газов и паров.

[ГОСТ Р 55990—2014, статья 3.62]

3.101 **центральный пункт сбора:** Комплекс технологических сооружений и зданий инфраструктуры, обеспечивающий последовательное проведение непрерывных, взаимозависимых технологических процессов по приему, подготовке, учету, хранению и транспортировке нефти, газа и пластовой воды.

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

3.103

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.

[[3], глава 1, статья 1]

3.104

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.

[[10], статья 2]

3.105

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).

[[10], статья 2]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
АБЗ — административное бытовое здание;
АВО — аппарат воздушного охлаждения;
АРМ — автоматизированное рабочее место;
АСПО — асфальто-смолистые парафиновые отложения;
АСТУЭ — автоматизированная система технического учета электроэнергии;
АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТС — автоматическая телефонная станция;
БНГ — блок напорной гребенки;
БКНС — блочная кустовая насосная станция;
БКУ — блочно-комплектное устройство;
БПО — база производственного обслуживания;
БПК — биохимическое потребление кислорода;
ВЖК — вахтовый жилой комплекс;
ВЛ — воздушная линия электропередачи;
ВОК — волоконно-оптический кабель;
ВОЛС — волоконно-оптическая линия связи;
ВРП — водораспределительный пункт;
ВЭР — вторичные энергетические ресурсы;
ГЖ — горючая жидкость;
ГПЗ — газоперерабатывающий завод;
ГРС — газораспределительная станция;
ДВК — довзрывная концентрация;
ДМНС — дожимная мультифазная насосная станция;
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;
КС — компрессорная станция;

КСУ — концевая сепарационная установка;
КТП — комплектная трансформаторная подстанция;
ЛВЖ — легковоспламеняющаяся жидкость;
ЛКМ — лакокрасочные материалы;
ЛМК — легкие металлические конструкции;
ЛЭП — линия электропередачи;
ММГ — многолетне-мерзлый грунт;
МЭА — моноэтаноламин;
НГВС — нефтегазоводяная смесь;
НКПР — нижний концентрационный предел распространения пламени (воспламенения);
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
НПЗ — нефтеперерабатывающий завод;
НТК — низкотемпературная конденсация;
НТС — низкотемпературная сепарация;
ОПО — опасный производственный объект;
ПАВ — поверхностно-активные вещества;
ПВО — противовыбросовое оборудование;
ПД — проектная документация;
ПДК — предельно-допустимая концентрация;
ПЛК — программируемый логический контроллер;
ПНГ — попутный нефтяной газ;
ПП — путевой подогреватель;
ППД — поддержание пластового давления;
ППР — планово-предупредительный ремонт;
ПСП — приемо-сдаточный пункт;
ПТБ — печь трубчатая блочная;
РВС — резервуар вертикальный стальной;
РУ — распределительное устройство;
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;
ТУ — технические условия;
УПГ — установка подготовки попутного нефтяного газа;
УУЛФ — установка улавливания легких фракций углеводородов;
УПАТС — учрежденческо-производственная автоматическая станция;
УПН — установка подготовки нефти;
УПСВ — установка предварительного сброса пластовой воды;
ФЗ — федеральный закон;
ЦНС — центробежный горизонтальный секционный насос;
ЦПС — центральный пункт сбора;
ЦТП — центральный тепловой пункт;
ЧРП — частотно регулируемый привод;
ШБД — широкополосный беспроводной доступ;
ШВН — штанговый винтовой насос;
ШГН — штанговый глубинный насос;
ШНС — шурфная насосная станция;

ШФЛУ — широкая фракция легких углеводородов;
ЭВН — электровинтовой насос;
ЭСН — электростанция собственных нужд;
ЭХЗ — электрохимическая защита;
ЭЦН — электроцентробежный насос.

5 Общие положения

5.1 Проектирование объектов обустройства месторождений нефти выполняют на основании утвержденных в установленном порядке технических проектов на разработку месторождений углеводородного сырья и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр в соответствии с [11].

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 принимаются по данным научно-исследовательских работ.

5.2 В проектах обустройства месторождений нефти предусматривают:

- 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 для 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 параметров нефти, ПНГ и пластовой воды;
- применение бескомпрессорного транспортирования ПНГ после первой ступени сепарации до потребителей (ГПЗ, головных КС, ЭСН);
- применение систем подготовки ПНГ 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 концевых 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 конструкций 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 ЭХЗ трубопроводов, электроснабжения и т. д., а в обоснованных случаях — по отдельным коридорам;
- АСУ ТП в соответствии [12];
- применение в максимально возможных объемах блочного и блочно-комплектного оборудования и установок основного технологического назначения, блок-боксов и зданий ЛМК для объектов производственного и производственно-вспомогательного назначения. Применение блочного оборудования необходимо выполнять с учетом [13] (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 расчета.

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) определяют технико-экономическими расчетами.

5.5 Величина уровня использования ПНГ должна соответствовать лицензионным соглашениям, техническим проектам на разработку месторождений и требованиям [14].

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

5.7 При проектировании объектов обустройства месторождений нефти с парафинистой и высокопарафинистой нефтью предусматривают 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 и соответствовать [12] (таблица 1 приложения 2).

Для защиты от внутренней коррозии применяют 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 обеспечивается средствами коррозионного мониторинга.

5.9 Разработку проектных решений выполняют 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 осуществляют с учетом возможного расширения объекта и перспективного развития.

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

- технологическую схему и описание технологического процесса;
- материальный и тепловой балансы всего технологического процесса;
- расчет технологических потерь нефти, газового конденсата и ПНГ 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 расчет 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;

- обеспечение требований пожарной безопасности к системам контроля и управления;
- обеспечение промышленной безопасности в соответствии с [12] (разделы IV, XXVII, XXXVI).

5.11 Технологическая схема процесса включает:

- 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 показывают основное и вспомогательное оборудование, необходимые потоки, трубопроводы и запорно-регулирующую арматуру для обеспечения пуска и остановки процесса, приводят таблицу технологических параметров, включающую параметры расхода, плотности и температуры потока, технологического и расчетного давления, и технические характеристики принятого оборудования, запорно-регулирующей арматуры.

При маркировке оборудования, приборов КИПиА рекомендуется использовать номера позиций на технологической схеме.

5.12 Проектирование технологического процесса обеспечивает необходимый уровень автоматизации объектов, обеспечивающий их безопасную эксплуатацию, 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 предусматривают 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 предусматривают. Для компрессоров воздуха предусматривают 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 ПД.

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 одних суток и т. п.).

Резерв емкостного оборудования (в том числе сепараторов, отстойников) определяют в ПД.

Технологическая схема и количество емкостного оборудования предусматривают возможность поочередного вывода из эксплуатации емкостного оборудования для проведения регламентных работ с сохранением работоспособности установки.

5.14 Конструкция технологического оборудования и условия ведения связанных с ним технологических процессов, разделение технологической схемы на отдельные технологические блоки, аппаратурное оформление, выбор типа отключающих устройств и мест их установки, средств контроля, управления и противоаварийной защиты должны соответствовать требованиям пожарной безопасности. Для проектируемых и реконструируемых объектов выполняют оценку уровня теплового, ударного, токсического, радиационного и другого воздействия на персонал и окружающую среду при эксплуатации и в случае аварийной ситуации. На основании оценки в ПД определяют 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 — в соответствии с ГОСТ 15150.

5.16 Для всех ОПО I, II, III классов опасности разрабатывают планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с [15] и [12] (глава II и приложение 1).

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

Компоновочные решения обеспечивают минимальные капитальные затраты на их строительство и эксплуатацию.

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

- 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 обосновывают в ПД.

5.20 Для аппаратов и оборудования, размещаемых на открытых площадках, предусматривают:

- теплоизоляцию с обогревом или без обогрева аппаратов, исключающую 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 на ОПО, при вводе в эксплуатацию должно иметь сертификат/декларацию в соответствии с [16].

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

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

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

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

5.25 Сбор разлившейся жидкости и атмосферных осадков с технологических площадок осуществляют в емкость для приема стоков, откуда атмосферные осадки откачивают в канализацию, а ЛВЖ, ГЖ — в емкости технологических систем.

5.26 Категории проектируемых зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс взрывоопасных и пожароопасных зон устанавливаются на стадии ПД в соответствии с [8].

Идентификация проектируемых зданий и сооружений по уровню ответственности принимается в соответствии с [1].

5.27 Проектирование объектов обустройства, противопожарных систем пожаротушения и систем пожарной сигнализации, расположенных на территории месторождения нефти, выполняют в соответствии с требованиями [8].

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

При этом предусматривают:

- основные проходы по фронту обслуживания щитов управления, а также в местах постоянного пребывания работающих шириной не менее 2 м;
- 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 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.

5.29 Условия устройства проходов и размещения оборудования:

- центральные или основные проходы должны быть, как правило, прямолинейными;
- минимальные расстояния для проходов устанавливают между наиболее выступающими частями оборудования с учетом фундаментов, изоляции, ограждения и других дополнительных устройств.

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

Необходимость применения ЧРП определяют в ПД.

5.31 Во взрывоопасных зонах производственных помещений технологических сооружений и на наружных площадках обеспечивают контроль ПДК вредных веществ и ДВК горючих паров и газов в соответствии с действующими нормативными документами.

Газоанализаторы ПДК вредных веществ устанавливают 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-го и 2-го классов опасности и веществ с остронаправленным механизмом действия.

Газоанализаторы ДВК горючих газов и паров устанавливают в производственных помещениях, включая помещения БКУ и укрытия, а также на наружных площадках технологических установок подготовки нефти и газа во взрывоопасных зонах ([8], статья 19).

Выбор и размещение газоанализаторов и сигнализаторов — в соответствии ГОСТ IEC 60079-29-2.

Предусматривают подачу предупреждающего светового и звукового сигнала при концентрации горючих газов 20 % и аварийного — при достижении 50 % от НКПР (с отключением оборудования). Данные параметры изменяют по дополнительному требованию заказчика.

5.32 Для объектов, зданий и сооружений, в которых устанавливается оборудование, производящее шум и вибрацию при работе, предусматривают условия ограничения уровня шума и вибрации. Ограничение уровня шума на рабочих местах устанавливаются в соответствии с [17]. При необходимости разрабатывают шумопоглощающие мероприятия в соответствии с СП 51.13330.2011, СП 254.1325800.2016.

Ограничение неблагоприятного действия вибрации на организм работающих соответствует [18] и ГОСТ 12.1.012. Способ контроля вибрации оборудования (постоянный контроль стационарными датчиками, периодический контроль переносными приборами) определяют в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода — изготовителя данного оборудования.

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

5.34 Проектирования циркуляционных систем охлаждения предусматривают без разрыва струи с применением АВО.

5.35 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 ПД.

5.36 Тепловую изоляцию технологических трубопроводов, оборудования и аппаратуры сооружений проектируют в соответствии с СП 61.13330.2012, а также инструкциями поставщиков теплоизоляционных материалов.

Для обеспечения доступа к корпусам арматуры, приборов, предохранительных клапанов и фланцев предусматривают легкосъемные конструкции изоляции.

5.37 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 в ПД.

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

5.39 Пропарку технологического оборудования осуществляют от передвижных паровых установок. При наличии парового хозяйства рекомендуется использовать централизованную систему пароснабжения.

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

5.41 Разработку технологического регламента на безопасную эксплуатацию ОПО выполняют в соответствии с [12] (раздел LVI).

5.42 Механизация труда на объектах и сооружениях обустройства месторождения нефти предусматривает:

- 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 применяют ручные передвижные монорельсовые устройства и подвесные кран-балки.

В необходимых случаях требуется установка кранов-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).

Запорную арматуру (задвижки, клапаны) извлекают из здания также с помощью инвентарных приспособлений (переносные краны-укосины, выкатные устройства).

6 Объекты обустройства месторождений нефти

6.1 Извлечение (подъем) 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 пробуренных нефтяных скважин, предусмотренных техническим проектом на разработку месторождения.

ПД на строительство скважин выполняется в соответствии с техническим проектом на разработку месторождения углеводородного сырья и [12].

Бурение скважин по утвержденной застройщиком (техническим заказчиком) ПД 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 Р 55288;
- промыслово-геофизические работы по ГОСТ 32358;
- оборудование устья скважины по ГОСТ 13862, ГОСТ 13846, ГОСТ Р 51365, ГОСТ 28996.

Способ подъема на поверхность НГВС в скважинах, основное применяемое устьевое наземное и внутрискважинное подземное оборудование и другие данные по технике и технологии добычи, необходимые для проектирования системы сбора, принимают 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 обеспечивает 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) начинают с выбора диаметра эксплуатационной колонны в зависимости от максимально ожидаемого дебита скважины при добыче пластового флюида. Оптимальный диаметр эксплуатационной колонны рассчитывают, исходя из минимизации затрат на строительство скважин и экономии энергозатрат за счет эксплуатации ЭЦН. Также учитывают увеличение диаметра эксплуатационной колонны в случае возможного использования одновременно раздельной эксплуатации.

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

Необходимую разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн, а также диаметров обсадных труб при спуске безмуфтовых обсадных колонн устанавливают в рабочем проекте и выбирают, 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 строят совмещенный график давлений, с выделением зон 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.

Толщину стенок и группу прочности обсадных колонн определяют 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 изготавливают по ГОСТ 632 и ГОСТ 31446, ГОСТ Р 53201.

Обсадные колонны рассчитывают на прочность.

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

При строительстве скважин в зонах распространения многолетне-мерзлых пород башмак кондуктора устанавливают ниже криолитозон не менее чем на 50 м. Кроме вышеуказанного требования для всех скважин башмаки кондуктора и промежуточных колонн устанавливают на глубинах, исключающих возможность гидроразрыва горных пород в районе башмаков и ниже в случаях газонефтеводопроявлений, при полном замещении бурового раствора в скважине пластовым флюидом и герметизации устья скважины.

Башмак эксплуатационной колонны устанавливают ниже подошвы коллектора проектного пласта на 5—50 м в зависимости от типа залежи и расположения водонефтяного контакта.

Направления и кондуктора цементируют до устья.

Интервалы цементирования последующих обсадных колонн определяют согласно [12].

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

6.1.3 Выбор буровой установки осуществляют, исходя из максимальной массы бурильной или обсадной колонны. 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 проводят согласно [12].

6.1.4 Плотность бурового раствора проектируют 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 подбирают 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 поглощение 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, обвязаны между собой колонными головками различных типоразмеров и конструкций.

Колонные головки обеспечивают надежное и герметичное соединение устья обсадных колонн с ранее спущенными колоннами и позволяют 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 В процессе строительства скважин с целью предупреждения возможных газонефтеводопроявлений и проведения ряда технологических операций устья скважин оборудуют ПВО, которое монтируют на колонные головки.

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

В превенторах могут устанавливать 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, ожидание затвердевания цемента, определение качества цементирования) и испытания ее на герметичность методом опрессовки и снижением уровня жидкости в эксплуатационной колонне.

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

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

До установки на устье фонтанную арматуру опрессовывают на пробное давление, предусмотренное паспортом завода-изготовителя. После установки на устье ее повторно опрессовывают 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 [12].

6.1.8 К устьевому наземному оборудованию скважины относятся:

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

Устьевую арматуру монтируют на колонную головку.

Устьевая арматура предназначена для герметизации устья скважин, направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию, контроля и регулирования режима эксплуатации скважины созданием противодавления 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 CO_2, H_2S 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 обеспечивает:

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

Оборудование устья скважины — в соответствии с 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 устьевой арматуры, предназначенная для регулирования параметров потока скважинной среды в скважинном трубопроводе, а также распределения или смешивания потоков.

Елки фонтанной арматуры изготавливают по схемам тройниковой и крестовой трубной обвязки.

Основные параметры фонтанных арматур соответствуют параметрам, указанным в ГОСТ 13846.

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

Конструкция устьевой елки определяется способом эксплуатации скважины и должна обеспечивать возможность замера буферного, линейного и затрубного давления, определение уровня жидкости в затрубном пространстве (при механическом способе эксплуатации), проведение технологических операций с погружным скважинным оборудованием, предусмотренных на этапе проектирования и выбора глубинно-насосного оборудования. Конструкция фонтанной елки должна обеспечивать проведение 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 обеспечивает:

- направление продукции скважин в выкидные линии;
- включение регулируемого дроссельного устройства (штуцерную камеру) на буфере манифольда выкидной линии (при необходимости) для возможности регулирования на устье скважины объема добываемой жидкости;
- включение регулируемого дроссельного устройства (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, предназначенные для управления скважиной на рабочее давление не более 14,0 МПа.

Для контроля давления предусматривают 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 применяют 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 спускают соответствующее глубинно-насосное оборудование:

- НКТ;
- пакер;
- клапан-отсекатель;
- циркуляционный клапан;
- погружные насосы (ШГН, ЭЦН, ЭВН, ШВН и др.);
- штанги насоса;
- кабель электрический.

Колонна 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 учетом физико-химических характеристик нефти и попутно добываемых газа и воды.

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

При подборе глубинно-насосного оборудования учитывают и оценивают влияние осложняющих факторов для конкретной нефтяной добывающей скважины:

- коррозионную агрессивность пластовой жидкости;
- влияние мехпримесей/абразивных частиц;
- отложение солей;
- газосодержание в зоне подвески (для ЭЦН);
- температуру в зоне подвески (для ЭЦН);
- 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 предусматривают газовые якори, газосепараторы, мультифазные модули. Предпочтение отдают оборудованию, позволяющему использовать энергию попутно добываемого нефтяного газа для подъема скважинной продукции.

Для парафинсодержащих нефтей предусматривают мероприятия по предотвращению, а также 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;
- обработка скважины растворителями (ШФЛУ, бензин газовый стабильный и т. д.).

Для защиты погружного оборудования от влияния механических примесей предусматривают:

- шламоуловители;
- высокогерметичные обратные клапаны;
- обработки призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами;
- крепление призабойной зоны пласта химическими составами на основе полимеров;
- защиту от воздействия проппанта после гидравлического разрыва пласта;
- износостойкое исполнение погружного оборудования;
- забойные фильтры.

Мероприятия по предотвращению солеотложений предусматривают ингибиторную защиту с использованием:

- задавки ингибитора солеотложений в пласт с целью использования призабойной зоны пласта 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, глубины залегания эксплуатируемого пласта, искривления скважины, предполагаемого дебита и его изменения на перспективу, капитальных и эксплуатационных затрат.

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) обеспечивают:

- 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 ПНГ 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 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, ДНС, УПСВ, СУ, размещаемых непосредственно на месторождении, предусматривают систему предохранительных клапанов, состоящую из рабочих и резервных клапанов, с направлением сброса от них в факельную систему.

Сброс с предохранительного клапана ИУ при отсутствии возможности сжигания газа допускается направлять через нефтегазоотделитель:

- газ — в атмосферу (при обоснованности расчетом безопасности рассеивания);
- нефть — в дренажную емкость.

В качестве нефтегазоотделителя допускается использовать непосредственно дренажную емкость.

6.2.1.4 При проектировании промысловых трубопроводов системы сбора НГВС предусматривают 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) проектируют их подключение к ИУ.

6.2.1.6 Систему сбора и транспорта НГВС рассчитывают из условий непрерывного, круглосуточного режима работы с продолжительностью 365 сут.

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

6.2.1.8 На СУ, ДНС, УПСВ предусматривают герметичные, закрытые дренажные системы для полного слива жидкости из аппаратов и трубопроводов в соответствии с требованиями 6.3.1.29.

6.2.1.9 Скорости движения технологических потоков при определении диаметров технологических трубопроводов разного назначения рекомендуется принимать по данным таблицы 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
- на нагнетании насоса;	Не более 3,0
- под давлением (между аппаратами);	Не более 1,0
- 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
Углеводородный конденсат, отводимый 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

Окончание таблицы 1

Наименование потоков	Скорость, м/с
Сероводородсодержащий газ	Не более 10,0
Вода на всасывании насоса для Ду до 250 мм	0,6—1,0
Вода на всасывании насоса для Ду св. 250 до 800 мм	0,8—1,5
Вода на всасывании насоса для Ду св. 800 мм	1,2—2,0
Вода на нагнетании насоса для Ду до 250 мм	0,8—2,0
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 250 до 800 мм	1,0—3,0
Вода на нагнетании насоса для Ду св. 800 мм	1,5—4,0

6.2.2 Устье одиночной добывающей скважины

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

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

При необходимости на площадке устья скважины предусматривают:

- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узел пуска очистных устройств промыслового трубопровода;
- узел контроля коррозии;
- лубрикаторную площадку;
- установку дозированной подачи химреагента в скважину или в промысловый трубопровод;
- дренажную емкость;
- емкость для сбора поверхностных (дождевых) стоков с приустьевого шахтного колодца;
- устьевой подогреватель продукции скважины;
- клапан-отсекатель;
- площадку под передвижную ДЭС;
- площадку под передвижную ИУ или ИУ;
- ограждение территории устья скважины.

6.2.2.2 Дренажная емкость предназначена для дренажа камеры пуска очистных устройств; емкость для сбора предназначена для сбора поверхностных (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 оснащают ремонтные бригады.

6.2.2.3 Размер земельного участка под размещение проектируемых сооружений на площадке устья одиночной добывающей скважины определяют в ПД.

6.2.2.4 Наименьшие расстояния от устьев нефтяных добывающих скважин до зданий и сооружений соседних предприятий и объектов обустройства месторождения нефти принимают в соответствии с таблицами 16, 17 и требованиями [12].

6.2.2.5 При проектировании устья одиночной добывающей скважины учитывают требования [12] (разделы XXX, XXXII).

6.2.3 Куст скважин

6.2.3.1 При размещении куста на ММГ расстояние между устьями скважин должны соответствовать требованию [12] (раздел XXV).

Площадь, отводимую на период эксплуатации скважин, определяют в ПД.

6.2.3.2 В зависимости от способа эксплуатации скважин на кусте скважин предусматривают следующие технологические сооружения:

- приустьевые площадки;

- измерительную установку;
- технологические трубопроводы;
- кабельную эстакаду;
- 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 предусматривают:

- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узлы пуска очистных устройств нефтегазосборных трубопроводов;
- узел контроля коррозии;
- лубрикаторную площадку;
- установку дозированной подачи химреагента;
- устьевой подогреватель продукции скважин;
- клапаны-отсекатели;
- пробоотборник на выкидном трубопроводе;
- площадку под передвижную ДЭС;
- пункт контроля и управления;
- ВРП;
- газораспределительные блоки;
- дренажную емкость;
- емкость для сбора поверхностных (дождевых) стоков с приустьевого шахтного колодца;
- нефтегазоотделитель;
- радиомачту;
- молниеотвод;
- прожекторные мачты;
- ограждение территории куста.

6.2.3.3 Дренажная емкость предназначена для приема жидкости из камеры пуска очистных устройств; емкость для сбора поверхностных (дождевых) сточных вод предназначена для приема стоков 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) определяют в ПД.

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 собирают в инвентарные поддоны и емкости, которыми оснащают ремонтные бригады.

6.2.3.6 Прокладку трубопроводов на кусте предусматривают как подземной (непосредственно в грунте) в соответствии с ГОСТ Р 55990—2014 (пункт 9.5), так и надземной на эстакаде в соответствии с ГОСТ 32569.

6.2.3.7 Выбор материального исполнения технологических трубопроводов проводят в зависимости от конкретных условий работы в соответствии с 6.17.

6.2.3.8 После выбора основных параметров и материального исполнения трубопроводов проводят поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом нагрузок, регламентируемых нормативным документом, а также их сочетания в соответствии с СП 20.13330.2011. Расчетная схема должна отражать действительные условия работы, а методы расчета — учитывать возможность использования специализированного программного обеспечения.

6.2.3.9 Наименьшее расстояние от устьев скважин до зданий и сооружений соседних предприятий и объектов обустройства месторождения нефти принимают в соответствии с 6.15, таблицами 16, 17 и [12].

6.2.4 Измерительная установка

6.2.4.1 В качестве ИУ применяют установки, соответствующие требованиям законодательства в сфере обеспечения единства измерений. Количество установок и их размещение на месторождении определяют технико-экономическим расчетом.

6.2.4.2 В составе ИУ предусматривают технологический и аппаратурный блок, а также при необходимости нефтегазоотделитель, дренажную емкость.

6.2.4.3 При проектировании ИУ учитывают требования [12] (раздел XXXII).

6.2.5 Сепарационная установка

6.2.5.1 СУ предназначены для частичного отделения ПНГ от нефти.

6.2.5.2 При обустройстве месторождений нефти систему «скважина — сепаратор» рассматривают как последовательно расположенные сооружения, в которых осуществляется разделение и подготовка к сепарации нефти и ПНГ.

Процессы выделения газа и коалесценцию пузырьков и капель жидкости, происходящих в трубопроводах нефтегазосбора от скважин до СУ, рассматривают как начальную стадию разделения, завершающуюся в сепараторах.

6.2.5.3 При проектировании СУ учитывают 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 СУ, как правило, предусматривают:

- узел подключения;
- успокоительный коллектор;
- блок нефтегазовых сепараторов;
- газосепаратор;
- факел для аварийного сжигания ПНГ;
- факельный сепаратор;
- конденсатосборник;
- КИПиА для управления процессом;
- дренажную емкость.

При необходимости в составе СУ предусматривают:

- узел предварительного отбора ПНГ (депульсатор);
- установку 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 СУ определяют 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 Первую ступень сепарации располагают, как правило, 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 СУ определяют объемы НГВС скважин и физико-химические свойства нефти, газа и воды с прогнозной оценкой изменений их в процессе разработки месторождения. Размещение СУ (куст скважин, СУ, ДСНС, УПСВ, УПН, ЦПС) определяют 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 СУ разрабатывают на базе нормального унифицированного ряда аппаратов объемом 6,3; 12,5; 25; 50; 100; 150 м^3 на рабочее давление 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3 МПа.

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

Диаметр и длину коллектора определяют из условия обеспечения послойного движения газовой, нефтяной и водной фаз. Принимают по результатам расчетов, выполненных с использованием специализированного программного комплекса.

6.2.5.10 Сброс ПНГ из оборудования СУ при проведении внутреннего осмотра и ремонта, а также в аварийных ситуациях предусматривают на факельную установку.

6.2.6 Промысловые трубопроводы

6.2.6.1 Промысловые трубопроводы проектируют в соответствии с ГОСТ Р 55990.

В состав промысловых трубопроводов системы сбора НГВС добывающих скважин входят:

- выкидные трубопроводы от одиночных добывающих скважин до ИУ, кроме выкидных трубопроводов в пределах кустовой площадки;
- нефтегазосборные трубопроводы от ИУ до входных узлов запорной арматуры ДНС и УПСВ (нефтегазопроводы);
- газопроводы от территорий площадок, где находятся СУ, до УПГ, установок предварительной подготовки газа или до потребителей;
- нефтепроводы от ДНС и УПСВ до ЦПС;
- газопроводы к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;
- газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;
- нефтепроводы от ЦПС до сооружения магистрального транспорта;
- газопроводы от ЦПС до сооружения магистрального транспорта газа;
- ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных и газонефтяных месторождений;
- деэмульгаторопроводы для подачи деэмульгатора к объектам ДНС и УПСВ.

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

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

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин выполняют 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 расчета, принимают на основании исследований, проводимых специализированными организациями.

6.2.6.3 Гидравлический расчет трубопроводов выполняют на:

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

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

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

При разработке ПД для системы трубопроводов учитывают 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, предусматривают 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 принимают по результатам лабораторных исследований специализированных организаций.

6.2.6.5 На промысловых трубопроводах устанавливают камеры пуска/приема средств очистки и диагностики для удаления отложений и внутритрубной диагностики. Допускается не устанавливать камеры пуска/приема при технико-экономическом обосновании в ПД.

6.2.6.6 Для парафиносодержащих нефтей минимально допустимой температурой нефти на конце трубопровода (участка трубопровода) считают температуру на 5—10 °С выше температуры появления у нефти начального напряжения сдвига, что гарантирует наличие определенного 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, предусматривают инженерные решения (путевой подогрев, ввод депрессатора, смешение с маловязкими нефтями, газонасыщение и т. д.).

Границы содержания парафина, при которых необходимо выполнять указанные расчеты, определяют научно-исследовательскими работами.

6.2.6.7 Промысловые трубопроводы проектируют в одну нитку с соблюдением принципов коридорной прокладки с другими инженерными коммуникациями. При коридорной прокладке ЛЭП и линии связи размещают 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 разносортных нефтей и газов (соответственно обводненных и безводных, сернистых и бессернистых) и однотипных нефтей проектируют на основании технико-экономических обоснований с учетом целевого назначения использования нефти и газа, возможности осуществления технологических процессов совместной подготовки разносортных нефтей, газа и воды с передачей для транспортирования до потребителей.

6.2.6.9 Выбор материала труб и соединительных деталей к ним выполняют в соответствии с 6.17.

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

6.2.6.11 Давление испытания на прочность и герметичность промысловых трубопроводов назначают в соответствии с ГОСТ Р 55990.

6.2.6.12 Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при перекачке НГВС предусматривают:

- формирование структуры потока, предотвращающей расслоение фаз и выделение свободной воды;

- удаление скопления воды и механических примесей с применением очистных устройств с целью снижения скорости коррозии.

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии и применения наружных покрытий предусматривают рекомендации в соответствии с 6.14.

6.2.6.13 Диаметр газопроводов определяют на основании гидравлического расчета и теплотехнического расчета с использованием специализированного программного обеспечения, с учетом вывода конденсата или без вывода конденсата.

6.2.6.14 Для сбора конденсата на газопроводах, перекачивающих неосушенный нефтяной газ на основании расчета выпадения конденсата, предусматривают конденсатосборники с размещением в наиболее низких местах рельефа местности по трассе газопровода. Суммарный объем конденсатосборников предусматривают 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.

6.2.6.15 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, узлах пуска и приема СОД, узлах подключения предусматривают 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 ДНС являются технологическим объектом, назначение которого заключается в обеспечении сбора и перекачки НГСВ добывающих скважин на объекты подготовки нефти в случае невозможности или нецелесообразности осуществления этого процесса под давлением скважин. ДНС подразделяются на ДСНС и ДМНС.

При проектировании ДНС учитываются следующие основные требования:

- выбор варианта технологической схемы ДНС и ее размещение на месторождении нефти обосновывают при проектировании технико-экономическим расчетом;
- проектную производительность ДНС рассчитывают 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 выполняют требования [12] (раздел XXXII).

6.2.7.2 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 компрессорная перекачка ПНГ.

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 ПНГ 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 входят следующие основные технологические и вспомогательные сооружения:

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

При необходимости в состав ДСНС входят следующие технологические и вспомогательные сооружения:

- блок предварительного отбора ПНГ;
- блок буферной емкости;
- блок предварительного обезвоживания;
- блок очистки пластовой воды;
- блок подготовки ПНГ;
- блок емкостей для аварийных ситуаций;
- блок измерений количества и параметров НГВС;
- блок измерения количества и параметров ПНГ;
- блок измерения количества и параметров подготовленной пластовой воды;
- блок компрессорной воздуха для питания КИПиА и исполнительных устройств;
- блок нагрева НГВС;
- блок реагентного хозяйства для закачки реагента перед первой ступенью сепарации;
- блок закачки ингибиторов коррозии;
- блок КСУ;
- блок насосной внутренней перекачки;

- блок автоматизированного налива нефтеводяной смеси в автоцистерны ;
- ЭСН;
- КС низких ступеней сепарации;
- эжекторная установка для утилизации ПНГ концевой ступени сепарации.

6.2.7.4 Проектирование СУ, расположенных на ДНС — в соответствии с 6.2.5.

Отсепарированный ПНГ при соответствующем технико-экономическом обосновании используют для выработки электроэнергии на ЭСН или направляют в газопровод.

6.2.7.5 При использовании в качестве емкостей для аварийных ситуаций резервуаров типа РВС предусматривают КСУ с горизонтальным сепаратором, расчетная производительность которой обеспечивает сепарацию максимального объема НГСВ, поступающей на ДСНС. При использовании блока предварительного обезвоживания объем НГВС рассчитывается с учетом предварительно отделенной воды. Высота постамента под КСУ обеспечивает самотечный слив разгазированной нефтеводяной смеси в резервуары или возможно использование насоса внутренней перекачки для подачи разгазированной нефтеводяной смеси.

Проектирование РВС — в соответствии с 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^2 изб.). При этом ПНГ направляют на факел для аварийного сжигания или установку для компримирования газа (вакуумная КС, эжекторная установка).

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

6.2.7.8 Высоту расположения буферной емкости насоса определяют 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, вызывающих потери давления, а также должна быть исключена возможность образования газовых «мешков».

Объем буферной емкости ДСНС принимают из расчета пребывания жидкости в ней в течение 10 мин.

Допускается совмещение КСУ и буферной емкости.

6.2.7.9 Выбор типа и числа насосов в ПД проводят 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 ЧРП с подключением к АСУ ТП и выводом управления на пульт оператора. Количество ЧРП для группы насосов определяют в ПД.

Необходимость применения ЧРП решается в ПД и обосновывается технико-экономическими расчетами.

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

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

6.2.7.12 Количество резервных насосов определяют в соответствии с 5.13.

6.2.7.13 Сброс ПНГ при ремонте, профилактике оборудования и аварийных ситуациях осуществляют 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 предусматривают емкости для аварийных ситуаций.

Предусматривают горизонтальные технологические емкости, рассчитанные на рабочее давление сепарации. Суммарный объем емкостей обеспечивает 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^3 в качестве емкостей для аварийных ситуаций предусматривают резервуары типа РВС и КСУ в соответствии с 6.2.7.5.

Конструктивное и материальное исполнение емкостей для аварийных ситуаций — в соответствии с [19].

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

6.2.7.15 Количество РВС и их номинальный единичный объем определяют технико-экономическими расчетами.

6.2.7.16 Откачку жидкости из емкостей и резервуаров осуществляют резервным насосом ДСНС.

6.2.7.17 В обоснованных случаях допускается предусматривать насосную внутренней перекачки.

6.2.7.18 Допускается насосную внутренней перекачки проектировать без резерва.

6.2.7.19 ДМНС рекомендуется размещать на удаленных от развитой инфраструктуры месторождениях. Территориальное размещение ДМНС на месторождении обосновывают 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 ПНГ (при необходимости);
- закачку ингибиторов коррозии (при необходимости).

6.2.7.21 В состав ДМНС входят 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 включают ЭСН, блок зажижения.

Необходимость применения ЭСН определяют в ПД и обосновывают технико-экономическими расчетами.

6.2.7.22 Для обеспечения перекачки «газовых пробок» большого объема предусматривают блок зажижения.

Блок зажижения состоит из расширительной трубы (емкости) и запорно-регулирующей арматуры, осуществляет подачу жидкости на прием мультифазного насоса при достижении максимально допустимой температуры перекачиваемой среды при прохождении «газовой пробки».

Необходимость использования блока зажижения определяет изготовитель блока мультифазных насосов на основании проектных данных.

6.2.7.23 В составе сооружений ДМНС при необходимости предусматривают блок закачки ингибитора коррозии и оборудование для подогрева добываемой продукции (при невозможности ее транспортирования до ДСНС, 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 определяют в соответствии с 5.13.

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

Насосные агрегаты рекомендуется оснащать ЧРП.

6.2.8 Компрессорная станция воздуха

6.2.8.1 КС воздуха предназначена для обеспечения потребителей сжатым воздухом требуемого качества.

На каждом отдельном объекте (установке), потребляющем 10 нм^3 воздуха в 1 ч и более, предусматривают ресивер сжатого воздуха с обеспечением не менее 1 ч 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 КС воздуха следует руководствоваться [12].

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

6.2.8.4 КС воздуха оборудуют маслоотделителями и концевыми холодильниками. Системы сжатого воздуха оборудуют ресиверами (для КИПиА и технического воздуха). Объем ресивера принимают из условия запаса сжатого воздуха для работы средств автоматики в течение не менее 1 ч.

Воздухосборники, влагомаслоотделители, промежуточные и концевые холодильники и нагнетательные воздухопроводы всех ступеней имеют возможность очистки от масляных отложений способом, не вызывающим коррозию металла. Очистку воздухопроводов и воздушных аппаратов проводят 3%-ным раствором сульфанола. После очистки проводят продувку сжатым воздухом.

6.2.8.5 В составе КС воздуха предусматривают 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 предусматривают единую систему воздухоснабжения. Не допускается объединение систем технического воздуха и воздуха для приборов.

6.2.8.6 Заданная чистота воздуха — в соответствии ГОСТ 17433.

Требуемый класс загрязненности воздуха определяют в ПД с учетом технических характеристик оборудования и средств КИПиА, использующих сжатый воздух на проектируемом объекте.

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

6.2.8.8 КС воздуха состоит из компрессорного оборудования, размещенного в блок-контейнере или модульном здании с установленной электроарматурой и элементами жизнеобеспечения станции.

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

6.2.8.10 Рабочее давление КС воздуха принимают не менее 0,8 МПа (8 кгс/см^2), если иное давление не требуется для питания приборов и исполнительных устройств.

6.2.8.11 КС воздуха на площадках для технологических комплексов проектируют 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 применяют 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 включает:

- блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;
- блок для дозирования и подачи ингибиторов;
- блоки для подачи других реагентов;
- блок аппаратурный (при необходимости);
- 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 сут, 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 используют блоки заводского изготовления, включающие технологическую емкость приема и хранения реагентов, расходную емкость (воз-

можно 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 предусматривают 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 осуществляют от щита управления. Исполнение щита управления должно быть взрывозащищенным 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 размещают 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 устанавливают трубопроводные узлы ввода и распыления в потоке реагентов, представляющие собой нагнетательные трубки, оснащенные распыляющими наконечниками для распределения реагента в объеме продукта. Заказ узлов в ПД сопровождают 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 обеспечивает 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 обеспечивает 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 ПНГ от технологического оборудования ДНС и его последующего сжигания.

6.2.10.2 Пропускная способность коллектора факельной системы равна количеству возможного аварийного сброса ПНГ 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 предусматривают:

- 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 осуществляют 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 предусматривают 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 ПНГ 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 ПНГ;
- блок автоматизированной системы налива НГВС в автоцистерны с площадкой для налива НГВС в автоцистерны;
- блок КСУ;
- резервуары горизонтальные 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;
- ЭСН;
- блок КС воздуха для питания приборов КИПиА и исполнительных устройств;
- блок насосной налива;
- блок закачки ингибитора коррозии;
- радиомачта.

6.2.11.4 КСУ с горизонтальным сепаратором рассчитывают на максимальный объем НГВС, поступающей на пункт налива. Высота постамента под КСУ обеспечивает самотечный слив НГВС в резервуары для накопления.

6.2.11.5 Допускается вместо самотечного слива НГВС из КСУ 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/см² изб.).

6.2.11.7 Проектирование налива в автоцистерны предусматривает 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.

6.2.11.8 Отсепарированный ПНГ сжигается на факеле или подается на свечу для рассеивания при соответствующем технико-эколого-экономическом обосновании и отсутствии в составе газа сероводорода.

6.2.11.9 При проектировании пунктов налива учитывают требования [12], [20].

6.3 Подготовка нефти, газа и воды

6.3.1 Общая часть

6.3.1.1 Проектируемые сооружения подготовки нефти, ПНГ и воды формируют в единый технологический комплекс — ЦПС или УПН.

6.3.1.2 Разработку проектных решений по подготовке нефти, ПНГ и воды осуществляют 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, ПНГ и пластовой воды.

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

6.3.1.3 На ЦПС (УПН) комплекс сооружений предусматривают преимущественно в блочном и блочно-комплектном исполнении, обеспечивающем последовательное проведение непрерывных, взаимосвязанных технологических процессов по приему и подготовке нефти, ПНГ и воды.

6.3.1.4 НГСВ в зависимости от конкретных условий подают через все технологические сооружения подготовки за счет максимального использования энергетических возможностей продуктивных пластов месторождения, насосов механизированной добычи нефти, ДНС. Вариант подачи НГВС обосновывают технико-экономическими расчетами.

Целесообразность размещения всего комплекса сооружений по подготовке НГВС на ЦПС (УПН) или части этих сооружений на месторождении нефти (СУ, УПСВ, ДНС и др.) определяют технико-экономическими расчетами в ПД.

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

- прием и предварительное разделение поступающей НГВС;
- подготовку нефти;
- подготовку и утилизацию пластовых и производственных, поверхностных (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) определяют 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 ЛМК 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 внутриплощадочных 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 осуществляют по рекомендациям 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) рассматривают как единую систему обеспечения технологических процессов, происходящих в отдельных функциональных блоках подготовки нефти.

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

Производительность технологических линий (потоков) предусматривают из условия обеспечения 0,7 расчетной мощности ЦПС или УПН. При трех технологических линиях и более коэффициент 0,7 не учитывают.

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

6.3.1.12 Рекомендуемую скорость движения технологических потоков компонентов НГВС в трубопроводах принимают согласно таблице 1.

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 устанавливают на собственную опору.

6.3.1.15 Расчет и установку предохранительных клапанов выполняют 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 определяют с учетом падения давления согласно ГОСТ 31294.

6.3.1.17 Предохранительные клапаны на сосудах и аппаратах, работающих под давлением, рассчитывают и устанавливают в соответствии с применением на сооружениях одной или двух факельных систем (низкого и высокого давлений).

6.3.1.18 Продувочные свечи, устанавливаемые на открытых площадках, должны иметь в нижних точках патрубок с арматурой для обеспечения дренажа скапливающейся жидкости.

6.3.1.19 Жидкостные сбросы от предохранительных клапанов осуществляют через факельный сепаратор в специальные емкости.

6.3.1.20 Объем емкостей принимают из расчета работы предохранительных клапанов в течение 3—5 мин. 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 ограждают 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 предусматривают стационарный подвод азота или пара. Перед подключением этой линии к змеевику устанавливают обратный клапан и два запорных устройства, между которыми предусматривают установку 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 предусматривают резерв мощности печей для обеспечения подачи нагреваемой среды (в случае выхода из строя одной из печей) в остальные печи.

При проектировании печей рассматривают экономическую целесообразность:

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

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

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

Предусматривают 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 устанавливают газоанализаторы, исходя из возможной загазованности от расположенных вблизи взрывопожароопасных установок. Расстояние установки газоанализаторов от печей — не менее 15 м и не более 20 м друг от друга.

Газоанализаторы выдают 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 газовоздушных смесей со стороны технологических установок. Возникновение взрывоопасной среды со стороны технологических установок в направлении печи должно приводить к автоматическому срабатыванию сигнализации по месту и на щите оператора.

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, устанавливают запорную арматуру с дистанционным приводом.

6.3.1.28 Для снижения опасности распространения аварии обеспечивают 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 обеспечивают следующие виды слива:

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

6.3.1.29 Для опорожнения технологических сосудов, аппаратов, оборудования и трубопроводов применяют самотечную систему опорожнения. Применение принудительной системы допускается при невозможности выполнения самотечной системы. Решение о необходимости автоматического опорожнения определяется в ПД.

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

Объем дренажной емкости принимают 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 принимают как для технологического оборудования, расположенного вне здания.

6.3.1.32 Аварийные (дренажные) емкости размещают вне габаритных размеров этажерки.

6.3.1.33 При проектировании КС воздуха руководствуются положениями, изложенными в 6.2.8.

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

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

6.3.1.36 На технологических установках предусматривают 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.) осуществляют механизацию ремонтных работ на базе стационарных средств, обеспечивающих снятие крышек и распределительных коробок.

6.3.1.37 Проектирование площадок печей выполняют с учетом проведения ремонтных работ на печах передвижной крановой техники.

6.3.1.38 Компоновку блоков УПН или установок ЦПС выполняют 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 пожарной безопасности.

6.3.1.39 Сброс паров и газов из аппаратов предусматривают в газосборную сеть или на факел.

Сброс нефти с УПН, физико-химические свойства которой не отвечают заданным требованиям, предусматривают в резервуары для НГСВ.

6.3.2 Установка предварительного сброса пластовой воды

6.3.2.1 УПСВ рассматривается как составная часть единого технологического комплекса сооружений по сбору и подготовке нефти, газа и воды.

6.3.2.2 Проектирование УПСВ выполняют 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 в ПД.

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

При подготовке технико-экономического расчета по месту размещения УПСВ рассматривают вариант максимального приближения объекта к центру добычи нефти, а также учитывают 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 обеспечивает:

- 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 предусматривают при обводненности поступающей продукции скважин не менее 15—20 % и осуществляют, 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 осуществляют 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 предусматривают под остаточным давлением, обеспечивающим подачу ее на дегазацию.

При недостижении необходимого качества пластовой воды организовывают очистку пластовой воды в соответствии с 6.3.4.

6.3.3 Установка подготовки нефти

6.3.3.1 УПН является составной частью единого технологического комплекса сооружения по сбору НГВС и подготовке нефти. Как правило, УПН размещают на ЦПС.

6.3.3.2 Разработку технологической схемы установки подготовки нефти осуществляют на основании результатов работ специализированной организации (по изучению технологических свойств нефти месторождения, исследованию реологических свойств нефти и водонефтяных эмульсий, теплохимических 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 Разработку ПД УПН выполняют в соответствии с разделом 5 и 6.3.1.

6.3.3.4 Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти обеспечивает 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 обеспечивает:

- 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 проводят на основе данных материального баланса установки и научных рекомендаций по подготовке нефти, с учетом резерва производительности установки до 20 %.

После выбора аппаратуры и определения диаметров трубопроводов в технологической схеме указывают значения производительности по каждой ступени технологического процесса и по установке в целом.

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

6.3.3.6 При проектировании УПН рассматривают 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 проводят на основании технико-экономических расчетов.

6.3.3.7 При проектировании УПН предусматривают 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 предусматривают 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 оснащают надежным ограждением для защиты персонала от высокого напряжения. Устройство ограждения и меры безопасности — в соответствии с требованиями [12] и [21].

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 проводят совместную очистку пластовых и производственно-дождевых сточных вод при условии их совместимости.

6.3.4.3 Разработку технологической схемы установки подготовки пластовой воды осуществляют на основании результатов исследовательских работ, выполняемых специализированными организациями.

Результаты исследовательских работ включают:

- 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, производственных и поверхностных (дождевых) сточных вод для закачки 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 ее очистки, применяют различные методы:

- отстаивание;
- фильтрование;
- флотацию и др.

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

6.3.4.6 В качестве сооружений для совместной очистки пластовых, производственных и поверхностных (дождевых) сточных вод применяют 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 коалесцирущей загрузкой	T = 1,5—2,0 ч	2000	70	10—20	10—15
Флотатор	T = 20 мин	200	100	30—50	30—40
Флотатор-дегазатор	T = 20 мин	200	20	25	15
Буфер-дегазатор	T = 20—40 мин	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 проводят на основе данных материального баланса установки и рекомендаций по подготовке воды, с учетом резерва производительности установки до 15 %.

Резерв емкостного оборудования предусматривают в соответствии с 5.13.

6.3.4.8 Для отключения аппаратов при их выводе на ремонт предусматривают установку поворотных заглушек.

6.3.4.9 При очистке пластовых вод в аппаратах с избыточным давлением предусматривают их дегазацию, исключающую выделение углеводородного и сероводородного газа в помещениях насосных станций.

Дегазатор совмещают с буферной емкостью насосной станции.

6.3.4.10 Сброс выделившегося газа проводят на факел низкого давления или при соответствующем обосновании — на свечу рассеивания.

6.3.4.11 Для флотационной очистки пластовых сточных вод в первую очередь используют растворенные в воде газы и только при недостаточном их объеме (менее 15—20 л/м^3) предусматривают искусственное насыщение воды газом. Для процесса флотации используют инертный или нефтяной бессернистый газ.

6.3.4.12 Для доочистки воды фильтрованием применяют, как правило, напорные фильтры с однослойными и двухслойными загрузками. В качестве загрузки фильтра используют кварцевый песок, антрацитовую или мраморную крошку, дробленый керамзит и др.

6.3.4.13 Промывку фильтров осуществляют очищенной или неочищенной сточной водой с подогревом или без него в зависимости от местных условий.

6.3.4.14 При промывке фильтров холодной водой предусматривают периодические пропарки загрузки фильтра передвижными паровыми установками или от котельной.

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

6.3.4.16 Регенерацию отработанного песка проводят с помощью ПАВ в сочетании с пропаркой острым паром.

6.3.4.17 Уловленную обводненную нефть возвращают в технологический процесс подготовки нефти.

6.3.4.18 Для очистки пластовых, производственно-дождевых вод методом динамического отстаивания применяют 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 ч 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

6.3.4.19 Подачу сточных вод в резервуар предусматривают через специальное устройство, позволяющее обеспечить равномерное распределение потока.

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

6.3.4.21 Для соблюдения технологических режимов очистки пластовой и производственно-дождевой сточной воды в резервуаре предусматривают:

- 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);
- контроль давления газового пространства.

6.3.4.22 Осадок, выпавший на очистных сооружениях, отводят в шламовый амбар или на гидроциклоны, а воду возвращают на очистные сооружения.

6.3.4.23 Шламовый амбар проектируют секциями, имеющими земляное обвалование или выполненными из железобетонных конструкций.

6.3.4.24 Полезную площадь шламового амбара F, м^2, определяют по формуле

$$F = \frac{\omega(100-95)\cdot\Pi\cdot 365}{(100-70)h}, \qquad (6.1)$$

где ω — суммарное количество осадков, м^3/сут;

95 — влажность поступающего осадка, %;

70 — средний процент влажности осадка в накопителе;

Π — 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.

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

6.3.4.26 В дне и боковых откосах шламовых амбаров (земляных емкостей) предусматривают противофильтрационный экран.

6.3.4.27 По мере накопления шлама в шламовом амбаре осуществляют 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;
- утилизацию, 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 ПНГ и условий его транспортирования до потребителей применяют следующие способы подготовки газа:

- сепарационная подготовка газа по ступеням сепарации;
- очистка от мехпримесей и капельной жидкости;
- НТС;
- НТК (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 определяют в ПД 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 Осушку газа от воды проводят методом адсорбции или абсорбции. Подготовку ПНГ осуществляют с использованием мембранных технологий, обеспечивающих осушку газа от воды и тяжелых углеводородов, а также очистку от вредных примесей (серосодержащих соединений, CO_2).

6.3.5.3 При бескомпрессорной перекачке смеси газов первой и концевых ступеней сепарации технологическая схема подготовки предусматривает:

- 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 (или подачу ингибитора гидратообразования);
- 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 тяжелых углеводородов способом НТК с впрыском гликоля (или подачу ингибитора гидратообразования).

Извлечение тяжелых углеводородов способом НТС или НТК из газов первой ступени или из смеси газов первой и концевых ступеней сепарации предусматривают 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 возможна при использовании газа на собственные нужды предприятия (на производство электроэнергии, котельную, технологические печи, 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 направляют 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, определяют технико-экономическими расчетами.

6.3.5.8 При проектировании УПГ руководствуются 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 ПНГ, поставляемый в систему магистральных газопроводов, должен удовлетворять требованиям технического регламента.

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

6.3.5.10 Потери осушителя (гликоля) устанавливают ПД или разработчиком оборудования осушки газа. Температуру регенерации осушителя поддерживают в соответствии с рекомендациями, указанными в паспорте осушителя (абсорбента).

6.3.5.11 Для месторождений нефти, расположенных в районах ММГ, охлаждение газа, поступающего в магистральный газопровод подземной прокладки, обеспечивают до температуры, не превышающей температуру грунта, в целях сохранения естественного состояния грунта.

6.3.5.12 Проектирование КС выполняют в соответствии с 6.3.13.

6.3.5.13 При проектировании технологических схем подготовки ПНГ, в которых происходят его нагрев (принудительно или за счет сжатия) и охлаждение, проводят пинч-анализ, направленный на увеличение теплообмена между охлаждаемым продуктом и нагреваемым сырьем.

6.3.6 Резервуары нефтегазоводяной смеси

6.3.6.1 Резервуары НГВС предусматривают:

- в качестве сырьевых для обеспечения УПН;
- 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 определяют с учетом совмещенного графика их работы.

В качестве резервуарных емкостей предусматривают стальные резервуары типа РВС.

6.3.6.2 Проектирование резервуаров НГВС выполняют согласно 6.3.7 с учетом нижеприведенных особенностей.

6.3.6.3 Для эффективного осуществления сброса пластовой воды, снижения технологических потерь легких углеводородов резервуары оснащают внутренними устройствами распределительной системы ввода нефтеводяной смеси, а также устройствами организации спокойного отбора нефти, исключающими 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 предусматривают теплоизоляцию. При необходимости подогрева используют 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) предусматривают для приема и хранения подготовленной нефти в объеме суточной производительности УПН или в соответствии с ТУ на подключение к системе магистральных нефтепроводов.

6.3.7.2 Разработку ПД резервуарных парков выполняют в соответствии с разделом 5, а также [8], [12], [22], ГОСТ 31385.

6.3.7.3 Тип резервуара устанавливают в проекте. Вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей для хранения нефти оснащают системами сокращения выбросов в атмосферу (газоуравнительными системами, системами улавливания легких фракций или общей газоуравнительной линией со сбросом газовой среды через гидрозатвор на свечу рассеивания в атмосферу).

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.

При аварийных ситуациях на ЦПС (УПН, ДНС) для аварийного приема нефти допускается применять резервуары, оборудованные дыхательными и предохранительными клапанами без газоуравнительной системы.

6.3.7.4 Конструкция резервуара, его характеристики и состав оборудования — в соответствии с ГОСТ 31385. Конструкция резервуара и устанавливаемое на нем оборудование, арматура, средства измерений и КИПиА обеспечивают 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 предусматривают оборудование:

а) системы контроля и управления;

б) системы пожарной сигнализации;

в) системы пожаротушения;

г) системы охлаждения;

д) системы сокращения выбросов в атмосферу;

е) защиты от коррозии.

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

6.3.7.7 В проектной документации разрабатывают опросный лист с указанием характеристики резервуара, технологических и климатических данных, сейсмичности и типа фундамента. Приводят 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. Указывают требования к устройству крепления изоляции в соответствии с проектными решениями по теплоизоляции. Приводят высотное размещение люков, патрубков и КИПиА.

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

6.3.7.8 Необходимость обогрева и наличие тепловой изоляции резервуара определяют в проекте.

6.3.7.9 Компоновка резервуаров, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами, а также устройство обвалования с лестничными переходами — в соответствии с [8].

6.3.7.10 Максимальную производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, определяют 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, установленными 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 предусматривают успокоительные устройства на внутренних подводящих и отводящих трубопроводах.

6.3.7.12 Подключение РВС к трубопроводам выполняют через фланцевые соединения с задвижками для обеспечения возможности установки заглушек при выводе РВС в ремонт. Остальные соединения трубопроводов внутри каре резервуаров выполняют на сварке. Трубную обвязку резервуара рассчитывают 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 предусматривает компенсирующие устройства (пружинные опоры, систему компенсации нагрузок на резервуар, сильфонные компенсаторы).

6.3.7.13 Узлы с задвижками переключения РВС располагают с внешней стороны обвалования.

6.3.7.14 При оснащении РВС газоуравнительной системой на трубопроводе газоуравнительной системы предусматривают детонационно-стойкий огнепреградитель.

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

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

6.3.7.17 Резервуарные парки оснащают газоанализаторами ПДК и ДВК.

6.3.7.18 Для исключения проникновения нефтепродукта в грунт каре обвалования резервуарного парка обустраивают противофильтрационным экраном или оборудуют бетонным или песчано-цементным покрытием.

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

6.3.7.20 В каждой группе наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, предусматривают заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов резервуарного парка не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары.

6.3.7.21 Освещение резервуарных парков осуществляют энергосберегающими прожекторами, выбор типа и параметров прожекторов проводят на основе технико-экономического обоснования. Необходимость применения взрывозащищенного исполнения определяют в проекте. Прожекторные мачты устанавливают на расстоянии не менее 10 м от стенки крайнего резервуара, вне обвалования или ограждающих стен. Рекомендуется прожекторные мачты применять с молниеприемниками.

6.3.7.22 В проекте предусматривают 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 предусматривают емкость для аварийных ситуаций (резервуар-накопитель), 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 Емкость (резервуар) не предусматривают или принимают 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 выполняют согласно 6.3.7, с учетом специфики оснащения резервуаров пластовой воды внутренними устройствами вывода уловленной нефти вместо системы удаления подтоварной воды, требований по пожаротушению 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 Защиту насосов от кавитации предусматривают согласно 6.3.10.6.

6.3.9.3 Насосные перекачки НГВС предусматривают 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 принимают равной 25 % от суточного объема, поступающего в сырьевые резервуары УПН.

6.3.9.5 Устройство насосной перекачки НГВС выполняют в соответствии с 6.3.10.

6.3.9.6 При проектировании насосной 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 предусматривают для откачки добытой нефти с УПН.

6.3.10.2 В насосной добытой нефти размещают насосы внутрипарковой перекачки из резервуара в резервуар и откачки некондиционной нефти, насосы откачки пластовой воды. Разработку ПД насосной перекачки добытой нефти выполняют с учетом требований [11], а также в соответствии с разделом 5 и 6.3.1.

6.3.10.3 Насосные станции проектируют для изготовления и поставки блочными, автоматизированными.

6.3.10.4 Заказная документация включает принципиальную технологическую схему насосной и монтажно-технологический эскиз, на котором показывают размещение направления выхода коллекторов, размещение арматуры и оборудования.

6.3.10.5 Выбор типа и числа насосов проводят 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 предусматривают необходимость оснащения насосов следующими КИПиА:

- датчиками температуры подшипников с выводом информации по температуре, подающими сигнализацию и автоматически отключающими насосные агрегаты при достижение 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 снабжают датчиками температуры подшипников, если таковые предусмотрены конструкцией завода-изготовителя.

Показания приборов передают в операторную. Параметры работы насосов регулируют как в ручном, так и в автоматическом режиме.

6.3.10.6 Оснащение насосных агрегатов системами контроля и защиты от превышения допустимых уровней вибрации и осевого смещения вала насосов определяют при проектировании на основании рекомендаций по эксплуатации завода — изготовителя насоса.

Информацию о состоянии вибрации и осевого смещения вала передают на АРМ оператора, а также на щит в машинном зале (при его наличии).

В опросных листах на насосы предусматривают величину максимального допустимого кавитационного запаса насоса с учетом превышения подпора на всасывающем патрубке насоса заданного допускаемого кавитационного запаса.

6.3.10.7 Производительность рабочих насосных агрегатов определяют по максимальному количеству нефти, поступающей на насосную станцию.

Суммарную производительность насосов принимают из расчета работы в течение 23 ч в сутки.

6.3.10.8 Количество резервных насосных агрегатов определяют в соответствии с 5.13.

6.3.10.9 Для регулирования производительности насосных агрегатов, работающих в постоянном режиме, рекомендуется применение ЧРП с подключением к АСУ ТП и выводом управления на пульт оператора. Применение ЧРП должно иметь технико-экономическое обоснование.

6.3.10.10 Трубопроводы обвязки насосов обеспечивают равномерное распределение перекачиваемой нефти на всасывании, имеют минимальную протяженность и гидравлическое сопротивление, исключают образование во всасывающих трубопроводах газовых мешков.

6.3.10.11 Насосы оснащают блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу при отсутствии перекачиваемой жидкости в корпусе насоса.

6.3.10.12 Всасывающие трубопроводы насосов оснащают фильтрами и средствами контроля, обеспечивающими местный или дистанционный контроль загрязнения фильтров. Необходимость установки фильтров определяют в проекте.

6.3.10.13 Отключающую арматуру всасывающего и напорного трубопровода насоса размещают в машинном зале. В случае отклонения параметров работы насоса от режимных происходит автоматическое отключение насоса, срабатывание сигнализации и закрытие электроприводных задвижек.

6.3.10.14 На напорных трубопроводах насосов устанавливают обратные клапаны.

6.3.10.15 Всасывающий и напорный коллекторы размещают вне машинного зала и оснащают арматурой с дистанционным приводом, управляемой автоматически либо непосредственно оператором.

6.3.10.16 Трубопроводы для заполнения и опорожнения насосов подключают к дренажной емкости, расположенной за пределами помещения насосной.

6.3.10.17 Дренажную емкость насосной оснащают воздушником с огнепреградителем.

6.3.10.18 При наличии маслосистемы масляные блоки насосных агрегатов размещают в помещении машинного зала. Воздушные холодильники охлаждения масла и емкости масла размещают на наружной площадке и оборудуют обогревом.

6.3.10.19 Маслосистема насосных агрегатов обеспечивает возможность подачи смазки к подшипникам и уплотнениям в случае остановки насоса и электродвигателя на время выбега ротора до его полной остановки.

6.3.10.20 Пол насосной должен иметь уклон 0,003 в сторону трапа. Линию канализации трапа оснащают гидрозатвором и подключают к дренажной емкости.

6.3.10.21 Сбор утечек нефти от уплотнений насосов направляют в дренажную емкость опорожнения насосов.

6.3.10.22 В случае размещения насосных агрегатов под навесами площадь защитных боковых ограждений определяют в ПД с учетом розы ветров, степени занесения снегом и т. д.

6.3.10.23 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.

6.3.10.24 Для проведения монтажных и ремонтных работ в насосных предусматривают ворота, размещаемые по осям насосных агрегатов и около ремонтной площадки.

6.3.10.25 Прокладка электрических кабелей, АСУ ТП, систем освещения и вентиляционных систем не должна перекрывать проходы, места монтажа и выкатки агрегатов, а также зоны работы грузоподъемных механизмов.

6.3.10.26 Высоковольтные двигатели оснащают устройствами плавного пуска при определении расчетом невозможности осуществления прямого пуска, если не предусмотрен частотно-регулируемый привод.

6.3.10.27 В насосных, размещаемых в закрытых зданиях и под навесами, используют 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 оснащают площадками обслуживания. Для малогабаритного насосного оборудования грузоподъемность крана принимают по массе агрегата.

6.3.10.28 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.

6.3.10.29 Межфланцевые заглушки-кольца для отключения оборудования входят 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 поверхностных (дождевых) сточных вод.

Насосные станции проектируются блочными, автоматизированными, заводского изготовления. Компоновки насосных станций различного назначения определяют в ПД.

6.3.11.2 Выбор типа и числа насосов проводят в зависимости от физико-химических свойств жидкости и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности, наличия газа и режима перекачки). Защиту насосов от кавитации предусматривают согласно 6.3.10.6.

Производительность насосных агрегатов — согласно 6.3.10.7.

6.3.11.3 В насосной предусматривают сбор утечек от уплотнения насосов в дренажную емкость опорожнения насосов или в самотечную сеть производственно-дождевой канализации. Подключение к наружным сетям или к емкости осуществляют через гидрозатвор.

6.3.11.4 Устройство насосной перекачки пластовых и сточных вод при наличии взрывопожарной среды выполняют в соответствии с 6.3.10. Положения 6.3.10.20 и 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 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, используют для формирования отчетных документов, составляемых при добыче, транспортировке, переработке, хранении и потреблении измеряемой среды.

6.3.12.3 Системы СИКН и СИКНС, предназначенные для измерений в сферах государственного регулирования, должны соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

6.3.12.4 Порядок осуществления учета НГВС, подготовленной нефти, а также фактических потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа, установлен в [4].

6.3.12.5 Состав СИКН, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, технические и метрологические характеристики СИ, оборудования и системы обработки информации, входящие в СИКН, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны соответствовать ГОСТ 34396, [23], входящих в СИКНС — [24]. Необходимые расчеты и выбор технологического оборудования, СИ и материалов осуществляют на стадии разработки технического задания.

6.3.12.6 Структура СИКН и СИКНС:

- основной состав технологической части:
  - а) блок ИЛ;
  - б) блок измерения качества;
- 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 установки;
  - е) технологические и дренажные трубопроводы;
  - ж) пробозаборное устройство;
  - и) дренажные емкости учтенной и неучтенной нефти.

6.3.12.7 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.

6.3.12.8 При выборе места установки преобразователей расхода на измерительном трубопроводе соблюдают требования заводов-изготовителей к длинам прямых участков, указанным в эксплуатационной документации.

6.3.12.9 Система сбора и обработки информации обеспечивает автоматизированное выполнение функции сбора, обработки, отображения, регистрации информации по учету нефти и управление режимами работы СИКН (СИКНС).

6.3.12.10 Диаметры входного и выходного коллекторов определяют в проекте на максимальный расход нефти через СИКН (СИКНС) с учетом допускаемой скорости потока 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.

6.3.12.11 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.

6.3.12.12 Проектирование СИКГ, применяемых для измерений в сферах государственного регулирования, должно соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

6.3.12.13 Порядок осуществления учета добытого, транспортируемого, перерабатываемого, хранимого и потребляемого ПНГ, а также фактических потерь при добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа, установлен в [25].

6.3.12.14 Классификацию СИКГ выполняют согласно ГОСТ Р 8.733 на категории и классы, исходя из производительности и назначения.

6.3.12.15 В составе ПД на СИКГ разрабатывают ТТ для выбора заказчиком разработчика и поставщика СИКГ.

Перечень данных для включения в ТТ приведен в приложении А ГОСТ Р 8.733—2011.

6.3.12.16 Требования к составу, оснащению СИКГ устанавливают в ТТ.

Структура СИКГ:

- преобразователь расхода (при необходимости проведения контроля метрологических характеристик предусматривают контрольный преобразователь расхода);
- 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);
- СОИ;
- технологическая часть (ИЛ с прямолинейными участками, запорная арматура, струевыпрямитель, пробоотборное устройство, блок фильтров, шумопоглотитель, регулятор давления, байпасные, дренажные, продувные линии);
- система промышленной безопасности (системы пожаротушения и пожарной сигнализации, система контроля загазованности, система электроснабжения и заземления).

Состав СИКГ определяют на этапе разработки ТТ.

6.3.12.17 Длины прямых участков измерительного трубопровода до и после расходомера соответствуют требованиям эксплуатационной документации завода-изготовителя. Потери давления на расходомере газа не должны приводить к изменению фазового состояния газа.

6.3.12.18 При использовании в составе СИКГ турбинных, ротационных, вихревых расходомеров газа при проектировании руководствуются ГОСТ Р 8.740. При использовании ультразвуковых расходомеров — ГОСТ 8.611.

6.3.12.19 СИ давления и температуры размещают 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 измеряют в месте расположения датчика избыточного давления.

Глубина погружения преобразователя температуры или его защитной гильзы (при ее наличии) в трубопровод составляет от 0,3D до 0,7D, где D — внутренний диаметр ИЛ, мм. При этом обеспечивают минимальное перекрытие проходного сечения трубопровода.

ИЛ оборудуют показывающими СИ для местного отображения давления и температуры, для проведения в случае необходимости контроля показаний датчиков давления и температуры.

6.3.12.20 Рекомендуемый состав СОИ:

- вычислитель;
- компьютер или промышленный сервер;

- шина сбора данных и управления, преобразователи интерфейсов и т. д.;
- принтер тревог и отчетов;
- дисплей;
- АРМ;
- контроллеры;
- система передачи данных на верхний уровень;
- источник бесперебойного электропитания.

6.3.12.21 Вычислители автоматически определяют объемный расход и объем газа, приведенный к стандартным условиям, формируют и сохраняют архивы за установленные отчетные периоды измерений, осуществляют регистрацию нештатных ситуаций.

Алгоритмы и программы расчета плотности газа в стандартных и рабочих условиях и коэффициента сжимаемости, применяемые в вычислителе, учитывают особенности физико-химических показателей газа и соответствуют существующим в данной области нормативным документам.

Подключение и конфигурирование параметров вычислителей выполняют в соответствии с эксплуатационной документацией.

6.3.12.22 Для СИКГ, на вход которых направляют не прошедший осушку попутный нефтяной газ, при необходимости предусматривают обогрев и теплоизоляцию надземных трубопроводов для исключения понижения температуры газа и конденсации водяных паров и углеводородов.

6.3.12.23 В зависимости от климатических условий и по требованию заказчика компоновка СИКГ поставляется изготовителем на рамном основании и размещается 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 индустриальных радиопомех и вибрации должны соответствовать требованиям нормативной документации и эксплуатационной документации завода-изготовителя на средства измерений и оборудование, используемое в составе СИКГ.

6.3.12.24 СИКГ рекомендуется оснащать средствами малой механизации, позволяющими проводить смену и обслуживание оборудования массой более 30 кг.

6.3.12.25 Техническое задание и ПД на СИКГ, предназначенные для измерений в сферах государственного регулирования, подлежат обязательной метрологической экспертизе. Метрологическую экспертизу проектов проводят органы, аккредитованные на право проведения метрологической экспертизы в соответствии с [26]. Порядок проведения метрологической экспертизы установлен в [27] и [28].

6.3.13 Компрессорная станция перекачки газа

6.3.13.1 КС предназначены для компримирования ПНГ в составе сооружений по ПНГ к транспортированию на ГПЗ или другим потребителям.

6.3.13.2 Состав технологических сооружений, в том числе и выбор типа компрессорного оборудования и размещения, в ПД обосновывают технико-экономическими расчетами.

6.3.13.3 Устройство КС — в соответствии с разделом 5 и 6.3.1.

6.3.13.4 Для оборудования КС применяют:

- центробежные компрессоры;
- поршневые компрессоры;
- винтовые компрессоры.

Тип компрессорного агрегата определяют на основании технико-экономического обоснования. Основными критериями для выбора компрессорного агрегата являются производительность и давление на выходе компрессора.

6.3.13.5 При проектировании КС выбирают компрессор центробежного типа с приводом от газовой турбины или электроприводом.

Возможность применения электропривода или применение газопотребляющего привода определяют 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 предусматривают линию перепуска газа с нагнетания на прием компрессора, при этом максимально используются энергосберегающие методы регулирования за счет изменения частоты вращения привода, использования современных автоматизированных антипомпажных систем.

6.3.13.7 Каждый компрессор отключают запорной арматурой, имеющей дистанционный привод с ручным дублированием.

6.3.13.8 Компрессорный агрегат оснащают оборудованием для пуска, работы и остановки, которое устанавливают на рамном основании компрессора и привода. Вспомогательное специальное оборудование для обслуживания компрессорного агрегата также входит в объем поставки.

6.3.13.9 Мощность газотурбинного привода компрессора устанавливают 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 КС обеспечивает:

- очистку попутного нефтяного газа от механических примесей и жидкости;
- компримирование ПНГ заданной производительности и до заданного давления;
- систему антипомпажного регулирования (для центробежного компрессора) в соответствии с требованиями завода — изготовителя оборудования и проектной документации;
- охлаждение ПНГ (межступенчатое и концевое) на аппаратах воздушного охлаждения;
- автоматический запуск и остановку КС, безаварийную работу с поддержанием технологических проектных параметров и автоматическую аварийную остановку компрессорного агрегата с переходом на работу резервного агрегата;
- аварийную автоматическую остановку КС 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 предусматривают установку межфланцевой кассеты с сеткой для исключения проникновения во всасывающую часть посторонних предметов. Кассета должна быть съемной. Сетку оснащают прибором измерения перепада давления с выводом показаний в операторную.

6.3.13.12 На приеме КС предусматривают сепаратор с автоматическим отводом конденсата. Сепаратор оборудуют световой и звуковой сигнализацией, а также блокировкой, производящей остановку компрессора при достижении предельно допустимого уровня жидкости в сепараторе.

6.3.13.13 Каждую ступень центробежного компрессора оснащают устройством антипомпажного регулирования, не допускающим уменьшение величины потока газа, протекающего через данную ступень ниже заданного значения. Регулирование работы антипомпажного клапана осуществляют системой управления по данным о расходе газа каждой ступени. Антипомпажный клапан обеспечивает подачу во всасывающую линию охлажденного газа, отбираемого из газопровода после сепаратора. Каждую ступень компримирования оснащают 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 оснащают блокировкой на отключение при превышении предельно допустимых рабочих параметров и нарушении в работе системы смазки, что включают в требование в заказной документации.

6.3.13.15 Компрессорный агрегат оснащают датчиками вибрации электродвигателя (при наличии) компрессора, датчиками осевого смещения валов компрессора, датчиками температуры подшипников электродвигателя (при наличии) компрессора. Информация от датчиков также передается 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 КС по агрегатной схеме обвязки компрессоров отдельными технологическими линиями с полным комплектом технологического оборудования на линии (от приемного сепаратора до концевого сепаратора) установку отключающей арматуры для каждой линии по основному газопроводу предусматривают только в начале и в конце каждой линии.

При коллекторной схеме обвязки компрессоров на выкиде каждой ступени сжатия после обратного клапана устанавливают предохранительный клапан, срабатывающий при давлении, превышающем рабочее на 10 %; для удаления ПНГ из компрессоров при их ревизии и ремонте на нагнетательном трубопроводе каждой ступени компрессора между отключающей арматурой и цилиндром предусматривают продувочную свечу с установкой на ней запорной арматуры высокой степени герметичности,

класса А по ГОСТ 9544. При агрегатной схеме обвязки компрессоров предохранительный клапан устанавливают на нагнетательном трубопроводе последней ступени.

6.3.13.17 Для поршневых компрессоров при наличии нескольких цилиндров одной ступени сжатия компрессора допускается сброс ПНГ проводить на одну общую для них свечу.

Допускается объединение сброса ПНГ на одну свечу от группы компрессоров с одинаковыми по давлению ступенями сжатия.

Отвод ПНГ с клапанов и свечей проводят за пределы компрессорного помещения.

Положение выпусков от свечей располагают на безопасном расстоянии от забора вентиляционного воздуха и воздухозаборных устройств приводов компрессоров. Устройство продувочных свечей — в соответствии с 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 устанавливают обратный клапан. Обратный клапан также устанавливают после каждого сепаратора при условии выпадения конденсата. Обратный клапан устанавливают на линии продувки в факельный коллектор до арматуры с дистанционным приводом.

6.3.13.20 Приемные и нагнетательные газовые коллекторы компрессоров располагают вне помещения компрессоров. При этом прокладка должна быть надземной и иметь уклон, обеспечивающий их самотечное опорожнение от конденсата.

6.3.13.21 Для разгрузки оборудования и трубопроводов КС от давления и в системе аварийного сброса ПНГ газа на факельную систему устанавливают быстродействующую отсечную арматуру с дистанционным управлением и временем срабатывания, исключающим опасное развитие возможной аварии.

6.3.13.22 Фланцевые соединения, рассчитанные на рабочее давление 10 МПа и более, заключаются в защитные кожухи.

6.3.13.23 Для трубопроводов сброса с предохранительных клапанов и систем продувки оборудования на свечи рассеивания определяют температуры, достигаемые трубопроводом при дросселировании ПНГ 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) проектируют на расчетное давление соответствующих аппаратов и трубопроводов.

6.3.13.25 Все трубопроводы КС рассчитывают 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 величины, установленные заводом — изготовителем для заданного режима эксплуатации.

6.3.13.26 Охлаждение ПНГ между ступенями сжатия и после компрессоров проводят воздухом, водой или антифризом. Способ охлаждения ПНГ обосновывают в ПД.

6.3.13.27 Каждый компрессорный агрегат оснащают системой управления. Систему управления компрессорным агрегатом интегрируют с системой управления КС и технологического комплекса, в систему которого включена КС.

6.3.13.28 Для контроля за технологическим процессом в проекте КС предусматривают приборы контроля давления, температуры, расхода, нарушения систем уплотнения.

6.3.13.29 Для работы газотурбинного или газопоршневого привода компрессора предусматривают узел подготовки топливного газа, включающий регулятор давления с предохранительным клапаном, фильтр со 100%-ным резервом, сепаратор, отключающую арматуру. В системе подготовки топливного газа предусматривают устройство, перекрывающее подачу топливного газа, если свойства топливного газа или его параметры выходят за пределы заданных.

6.3.13.30 Скорость ПНГ в приемных и нагнетательных коллекторах и газопроводах, соединяющих компрессоры с коллекторами, рекомендуют принимать по таблице 1.

6.3.13.31 В машинном зале КС и на наружной площадке предусматривают разводку инертного газа.

6.3.13.32 Продувку инертным газом направляют на свечи рассеивания. Продувку оборудования с отличными величинами давлений направляют на отдельные свечи рассеивания.

6.3.13.33 Для повышения надежности работы и обслуживания оборудования КС рекомендуют установку 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 рассчитывают на временной период, в течение которого доставка грузов на установку невозможна.

6.3.13.35 Размер емкости для слива отработанного масла выбирают из условия вместимости в нее объема масла, поступающего из системы одного компрессора. Емкости свежего и отработанного масла располагают вне здания компрессорного цеха.

6.3.13.36 Технологическая схема пункта приема и откачки масла обеспечивает:

- 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 предусматривают блок подготовки масла, оснащаемый фильтрами с соответствующими фильтрующими элементами.

6.3.13.38 Трубопроводы масляной системы предусматривают из легированной стали. Конструкция масляных трубопроводов обеспечивает удобство их чистки.

6.3.13.39 Маслосистема компрессорных агрегатов обеспечивает 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 приводы должны иметь 100%-ный резерв.

6.3.13.41 Для вспомогательного оборудования и механизмов, режимы работы которых требуют более частых остановок, чем это определено регламентом работы КС, принимают 100%-ный резерв только в том случае, если их выход из строя приведет к остановке КС.

6.3.13.42 Размер расходной емкости масла соответствует объему масла в картере наибольшего компрессора. Расходную емкость устанавливают в здании КС 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, расходную емкость не предусматривают.

6.3.13.43 Промежуточную емкость для отработанного масла устанавливают подземно вблизи КС.

6.3.13.44 В проекте предусматривают 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 КС должны иметь теплоизоляцию от ожогов с допускаемой температурой на поверхности изоляции не более 45 °С в машинном зале и не более 55 °С 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 проектируют только с маршевыми лестницами с уклоном не более 45°. Устройство лестниц с большим уклоном или вертикальных стремянок допускается только к местам, не требующим ежедневного осмотра.

6.3.13.49 Заказная документация включает 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 размещают 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 безыскрового материала.

6.3.13.51 Компрессоры устанавливают 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 1,5 м, ширина основного прохода по фронту обслуживания — не менее 1,5 м, расстояние до стен — не менее 1,0 м.

6.3.13.53 В КС разрабатывают компоновочные решения, позволяющие по возможности использовать передвижные подъемно-транспортные средства. В случае невозможности использования передвижных средств используют 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 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 ПД.

6.3.14 Технологические трубопроводы

6.3.14.1 Проектирование технологических трубопроводов выполняют в соответствии с ГОСТ 32569.

Межплощадочные и межцеховые технологические трубопроводы проектируют с учетом общих планировочных решений генплана сооружений и взаимной увязки сетей.

6.3.14.2 Технологические трубопроводы, перекачивающие насыщенные растворы МЭА, щелочи и метанола, проектируют как трубопроводы первой категории согласно ГОСТ 32569.

6.3.14.3 За рабочие параметры транспортируемого вещества принимают:

- рабочее давление — согласно ГОСТ 32569;
- рабочую температуру, равной 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, проектируют в соответствии с СП 62.13330.2011.

6.3.14.5 Выбор материального исполнения — в соответствии с 6.17.

6.3.14.6 На вводах трубопроводов с горючими, взрыво- и пожароопасными веществами перед технологическими установками на площадках ЦПС, УПН, УПСВ, ДНС, УПГ, КС предусматривают отключающую арматуру с дистанционным управлением и ручным дублированием. Расстояние от отключающей арматуры до установок, а также вид отключающей арматуры принимают согласно ГОСТ 32569.

6.3.14.7 При проектировании диаметры трубопроводов определяют в результате гидравлического расчета с учетом конкретных условий их работы (производительности технологических установок, вязкости и плотности транспортируемого продукта, располагаемого напора и т. д.).

6.3.14.8 Скорость движения продуктов по трубам при определении диаметров технологических трубопроводов принимают по данным таблицы 1.

6.3.14.9 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 определяют по расходу и скорости потока.

6.3.14.10 Тепловую изоляцию трубопроводов, обеспечивающих технологический процесс, предусматривают 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 предусматривают с обогревающими элементами (электрообогрев или теплоспутники) в общей изоляции. Для электрообогрева предусматривают автоматизацию с датчиком автоматического включения при снижении температуры перекачиваемой среды ниже установленных значений в конечной точке.

6.3.14.11 Обогревающие элементы предусматривают для наружных трубопроводов, которые обеспечивают периодическую подачу 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 (в соответствии с 6.10).

6.3.14.12 Трубопроводы, принимающие в процессе эксплуатации температуры, отличающиеся от температур при монтаже, рассчитывают на компенсацию с уточнением конфигурации, размещением и установлением типа опор, устройством предварительных стяжек, а также оснащают при необходимости компенсационными вставками. Для трубопроводов большой протяженности рекомендуется применение П-образных и Z-образных компенсаторов.

6.3.14.13 Для обеспечения работы компенсаторов, а также для ограничения нежелательных перемещений трубопроводов предусматривают установку неподвижных опор, упоров или других ограничителей перемещений трубопроводов.

6.3.14.14 Опоры технологических трубопроводов применяют хомутового типа корпусные.

6.3.14.15 Фланцевые соединения технологического оборудования, требующие перекрытия потока транспортируемой среды для периодического технического освидетельствования при проведении ППР, ТО и других работ, оснащают межфланцевыми кольцами и заглушками с хвостовиками или поворотными заглушками.

6.3.14.16 Технологические трубопроводы должны иметь опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки в соответствии с ГОСТ 14202.

6.3.14.17 При использовании пара для продувки трубопроводов или горячей воды для их промывки температурную деформацию определяют с учетом температуры пара или горячей воды.

6.3.14.18 Условные давления и соответствующие им наибольшие рабочие давления по арматуре и деталям трубопроводов в зависимости от марки стали и рабочей температуры транспортируемой среды определяют по ГОСТ 356.

6.3.14.19 Прокладку технологических трубопроводов, как правило, выполняют с использованием низких и высоких отдельно стоящих опор. Высоту (расстояние от планировочной отметки земли до верха траверсы) отдельно стоящих опор и эстакад принимают: 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.

6.3.14.20 Конструкции отдельно стоящих опор и эстакад под трубопроводы с легковоспламеняющимися горючими веществами, жидкостями и газами проектируют несгораемыми.

6.3.14.21 Расстояние между отдельно стоящими опорами под трубопроводы принимают, 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.

6.3.14.22 В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады разбивают на температурные блоки, длина которых не превышает предельных расстояний между температурными швами.

6.3.14.23 Продольную устойчивость отдельно стоящих опор и эстакад обеспечивают за счет анкерной опоры в каждом температурном блоке.

6.3.14.24 Отдельно стоящие опоры и эстакады рассчитывают 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.

6.3.14.25 Расчет строительных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад проводят как плоских конструкций. При необходимости проведения уточненных расчетов и учета дополнительных факторов расчет строительных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад проводят как пространственных систем, с учетом их совместной работы с трубопроводами.

6.3.15 Факельная система ЦПС

6.3.15.1 Факельную систему ЦПС (УПН) предусматривают 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 сбросе при аварийном отключении оборудования или технологических установок.

6.3.15.2 По своему назначению факельные системы подразделяют 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 превышают:

- 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 принимают 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 — в соответствии с 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, определяют расход установкой СИКГ. Состав СИКГ определяют, исходя из применяемого метода измерений и требований методики измерений для выбранного преобразователя расхода, в соответствии с 6.3.12 и ГОСТ Р 8.733.

6.3.15.5 Количество факельных стволов должно соответствовать количеству факельных систем. Расстояние между факельными стволами определяют из условия безопасного ремонта одного из них при работающем соседнем факеле.

6.3.15.6 Для минимизации территории под факельные установки в проектах предусматривают совмещенные факельные установки, объединяющие в одной конструкции два факельных ствола — низкого и высокого давления.

6.3.15.7 Факельные трубопроводы имеют надземную прокладку, 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 Опросные листы на факельную установку, разрабатываемые в ПД, включают 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 Опросные листы включают требование о наличии паспорта, поставляемого с факелом. Паспорт включает расчетный срок эксплуатации оголовка факела.

6.3.15.12 Высота и место установки факельных стволов определяют в зависимости от топографии площадки, расположения окружающих сельскохозяйственных земель, предприятий и жилых поселков, интенсивности преобладающего направления ветров, учета требований пожарной безопасности 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 ПНГ с содержанием сероводорода более 8 % объемных предусматривают отдельную факельную систему.

6.3.15.15 Диаметр факельного ствола принимается 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 предусматривают 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 рассчитывают на максимально возможные аварийные сбросы в системы.

6.3.15.18 Дренажные емкости рассчитывают на возможное поступление жидкой фазы из факельных сепараторов в период аварийного сброса.

6.3.15.19 Для опорожнения дренажных емкостей устанавливают в каждой емкости по два погружных насоса — рабочий и резервный.

6.3.15.20 Размещение сепарационно-дренажного узла предусматривают 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 выполняют 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 приводят в документации изготовителя. Соответствующее требование включают в опросные листы.

6.3.15.25 Для защиты ММГ 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 УУЛФ предназначена для сбора и компримирования паров легких 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 осуществляют системой газоуравнительных трубопроводов.

6.3.16.3 Газоуравнительные трубопроводы на каждом резервуаре включают детонационно-стойкий огнепреградитель и электроприводную запорную арматуру для возможности дистанционного отключения аварийного резервуара.

6.3.16.4 УУЛФ должна быть полностью автоматизированной и состоять из технологического блока и блока управления. Блоки располагают в основном в блок-боксах, оснащенных необходимым инженерным обеспечением.

6.3.16.5 Изготовление и поставка технологического блока и блока управления блочно-комплектная полной заводской готовности.

6.3.16.6 Работа УУЛФ обеспечивает 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 устанавливают согласно требованиям [29] в зависимости от исполнения блока управления по взрывобезопасности.

6.3.16.8 Кабельные соединения между блоками включают в объем поставки.

6.3.16.9 Сопроводительная документация на УУЛФ включает требование на устройство опорных конструкций соединительных кабелей между блоками.

6.3.16.10 В ПД предусматривают 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. применяют автоцистерны, оборудованные патрубком нижнего слива. Для слива нефтеводяной смеси при давлении насыщенных паров нефти выше 500 мм рт. ст. применяют автоцистерны, оборудованные патрубком нижнего слива и патрубком из верхней полости автоцистерны для присоединения газоуравнительной линии (системы рекурперации паров) емкости приема НГВС.

6.3.17.2 Пункт приема размещают на территории технологического комплекса подготовки нефти. В исключительном случае пункт размещают на отдельной территории, оснащенной резервуарами приема и необходимыми системами для безопасного функционирования.

6.3.17.3 Слив НГВС проводят закрытым (герметичным) способом через нижние сливные устройства цистерны 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 оборудовано гибким шлангом и муфтой сухого разъема, а также каплесборником для исключения пролива нефти по окончании операции слива.

6.3.17.5 Система слива обеспечивает:

- блокировку возможности слива при отсутствии заземления автоцистерны;
- измерение количества принимаемой НГВС.

6.3.17.6 Систему слива для НГВС с давлением насыщенных паров более 500 мм рт. ст. оснащают быстросъемными соединениями для возможности присоединения цистерн, оснащенных патрубками из верхней полости к замкнутым газоуравнительным системам объектов подготовки нефти.

6.3.17.7 Пункт приема имеет операторную для управления сливом. Необходимость проектирования отдельной операторной или обеспечение управления и контроля слива из операторной технологического комплекса определяют в проекте в зависимости от территориального размещения системы слива.

6.3.17.8 Для обеспечения самотечного слива автоцистерны предусматривают постамент с пандусом для заезда автоцистерны. Высота постамента должна обеспечивать возможность самотечного слива продукта из автоцистерны в приемную емкость.

6.3.17.9 Постамент оснащают устройством, исключающим самопроизвольное перемещение автоцистерны при сливной операции.

6.3.17.10 Приемную емкость подключают к газоуравнительной системе объектов подготовки нефти или к воздушнику (свеча рассеивания).

6.3.17.11 Пункт приема размещают на наружной площадке с твердым покрытием. Наружная площадка пункта приема должна иметь уклон в сторону дождеприемника и дренажную емкость для приема поверхностных (дождевых) стоков.

6.3.17.12 Раскачку емкости сбора поверхностных (дождевых) стоков предусматривают в систему канализации для дальнейшей очистки и утилизации или направляют 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 информацию по отгрузке НГВС передают в операторную технологического комплекса.

6.3.17.14 Для ограничения выезда автоцистерны по окончании слива на выезде предусматривают установку 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 соответствует документам, устанавливающим параметры:

- для нефти — не ниже требований технического регламента;
- для ПНГ — в соответствии с ГОСТ 5542; для газа, подаваемого другим потребителям, необходимо учитывать ТТ организации-потребителя;
- для воды, подаваемой на хозяйственно-бытовые нужды, — санитарно-эпидемиологическим нормам и правилам [30];
- для воды, подаваемой на производственные нужды, — в соответствии требованиям технологического процесса;
- для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины, — в соответствии с 6.3.4.5.

6.3.18.3 Проект на испытательную лабораторию содержит:

- перечень объектов и методов испытаний в соответствии с функциональными задачами проектируемой испытательной лаборатории;
- объемы (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 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 соответствует характеру выполняемых испытаний и состоит из ряда обособленных помещений.

В состав внутренней планировки здания лаборатории входят:

- помещения для проведения аналитических испытаний;
- помещение весовой;
- помещение моечной (допустимо совмещать моечную с помещением для приема проб или допустимо отдельное помещение для приема 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 имеют выход в коридор здания или непосредственно наружу. Лаборатория, кроме главного входа, имеет запасной выход (выходы).

6.3.18.6 В лаборатории для проведения каждого вида аналитического испытания оборудуют отдельное рабочее место. Площадь рабочего места должна быть не менее 4.5 $м^2$, высота помещений — не менее 3,25 м.

6.3.18.7 В производственных помещениях лаборатории предусматривают хранение суточного запаса химических реактивов (в том числе ЛВЖ, ГЖ, прекурсоров). Хранение запаса химических реактивов, ЛВЖ, ГЖ, в том числе прекурсоров, превышающего суточную потребность лаборатории, предусматривают в отдельном (или отдельно стоящем) складе из расчета на 12 мес, если иное не указано в задании на проектирование.

6.3.18.8 Хранение проб нефти и нефтепродуктов осуществляют в соответствии с ГОСТ 2517.

6.3.18.9 Возможность совместного хранения жидких и твердых химреактивов в помещениях лаборатории и склада реактивов определяют на основе количественного учета показателей пожарной безопасности, токсичности, химической активности.

6.4 Методы повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти

6.4.1 Заводнение пластов

6.4.1.1 Метод заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное, площадное, 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 принимают в соответствии с техническим проектом на разработку месторождения нефти, утвержденным в установленном порядке.

6.4.1.2 Для заводнения нефтяных пластов используют 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 устанавливают техническим проектом разработки месторождения.

6.4.1.4 Заводнение нефтяных пластов рекомендуется 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»).

Допускается применение иных схем, обоснованных в ПД.

6.4.1.5 Выбор схемы заводнения нефтяных пластов, размещение КНС и определение производительности осуществляют 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;
- КНС;
- ШНС;
- БНГ;
- высоконапорные водоводы;
- ВРП;
- водозаборные скважины с высоконапорными насосами;
- нагнетательные скважины с высоконапорными насосами;
- нагнетательные скважины;
- горизонтальные насосные установки.

6.4.1.7 В систему заводнения входят также сооружения водоснабжения (водозаборы, насосные станции I и II подъема, водоочистные сооружения) при использовании только для данной системы.

6.4.1.8 В целях снижения энергозатрат рассматривают варианты:

- размещения 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 КНС предназначена для закачки воды в нефтяные пласты с целью ППД.

Централизованная КНС включает в себя комплекс сооружений:

- БКНС или здание капитального исполнения — КНС;
- БНГ — при необходимости; БНГ может размещаться внутри БКНС/КНС;
- дренажную 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), поступающих из водозаборных скважин и создания подпора насосам;
- свечу рассеивания газа (при необходимости) — для рассеивания выделившегося газа из буфер-сепараторов;
- подпорную насосную станцию (при необходимости) — для создания требуемого давления нагнетания на выкиде основных насосов БКНС, исключения кавитации основным насосам;
- блок реагентного хозяйства (при необходимости) — для ввода различных ингибиторов и бактерицидов для борьбы с внутренней коррозией оборудования и труб, подавления биоциноза и прочего;

- технологические трубопроводы по обвязке вышеперечисленных сооружений в границах площадки КНС.

6.4.1.10 КНС проектируют блочными заводского изготовления или в капитальном исполнении по заданию заказчика. Компоновки насосных станций определяют в проекте.

6.4.1.11 Выбор типа и числа насосов проводят 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 работают в оптимальном режиме при различных (по годам разработки) объемах закачки воды.

С целью обеспечения работы насосов КНС в экономичном режиме проводят мероприятия, обоснованные технико-экономическими расчетами: замена насоса, установка дополнительного насоса, применение ЧРП.

6.4.1.13 В КНС предусматривают установку резервных агрегатов, количество которых определяют 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 оснащают 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 предусматривают емкость с выводом от нее сигнала верхнего уровня на щит оператора.

6.4.1.17 На всасывающих и напорных трубопроводах насосов предусматривают установку приборов для измерения давления. Необходимость установки расходомера на напорном трубопроводе насоса определяют в проекте.

6.4.1.18 На напорных трубопроводах насосов устанавливают 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 со сбросной линией на вход насоса.

6.4.1.19 Высоковольтные двигатели насосов ЦНС оснащают устройствами плавного пуска или ЧРП. Выбор оборудования осуществляют на основании технико-экономических расчетов и технологической целесообразности.

6.4.1.20 КНС проектируют для работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала в насосной станции.

6.4.1.21 Монтаж и демонтаж оборудования КНС осуществляют с помощью выкатных устройств или передвижных грузоподъемных механизмов и стационарными грузоподъемными механизмами. Габариты ворот обеспечивают возможность монтажа и демонтажа агрегатов без разборки.

6.4.1.22 ШНС предназначена для закачки воды в нефтяные пласты.

6.4.1.23 ШНС целесообразно применять:

- для уменьшения протяженности высоконапорных водоводов и приближения насосных станций к нагнетательным скважинам;
- при незначительных объемах закачиваемой воды.

6.4.1.24 Размещение шурфов допускается как на открытой площадке, так и в закрытом здании.

6.4.1.25 ШНС оснащают приборами контроля с выводом показаний в операторную.

6.4.1.26 Остальные требования, предъявляемые к проектированию ШНС, аналогичны требованиям к КНС.

6.4.1.27 БНГ предназначен для распределения и учета воды, поступающей от КНС (ШНС) к ВРП, размещенным на месторождении нефти и близлежащих нагнетательных скважинах, при разветвленной системе высоконапорных водоводов от КНС.

6.4.1.28 ВРП предназначены для распределения и учета расхода воды, поступающей от БНГ к нагнетательным скважинам. Допускается установка приборов расхода воды на устьевой площадке нагнетательной скважины.

6.4.1.29 БНГ и ВРП, как правило, проектируют заводского исполнения закрытого типа в блочном исполнении и открытого исполнения. Компоновки БНГ и ВРП определяют в ПД.

6.4.1.30 В комплект поставки БНГ и ВРП входят:

- 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.

6.4.1.31 Значения испытательного давления для технологических трубопроводов внутри КНС, БНГ и ВРП принимают по ГОСТ 32569.

Фланцевые соединения трубопроводов (в том числе соединения запорной арматуры), рассчитанных на рабочее давление 10 МПа и более, оснащают защитными кожухами.

6.4.1.32 При обустройстве устья нагнетательной скважины предусматривают:
- приустьевую площадку;
- площадку под инвентарные приемные мостки;
- площадку под передвижной ремонтный агрегат.

При необходимости на площадке устья скважины предусматривают:
- якоря для крепления оттяжек ремонтного агрегата;
- узел контроля коррозии;
- лубрикаторную площадку;
- емкость для сбора поверхностных (дождевых) стоков с приустьевого шахтного колодца;
- ограждение территории устья скважины.

6.4.1.33 Восстановление приемистости нагнетательных скважин предусматривают методами, исключающими излив воды на поверхность земли (кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.).

6.4.1.34 Сбор поверхностных (дождевых) стоков с приустьевой площадки нагнетательной скважины не предусматривают.

6.4.1.35 Загрязненные стоки при ремонте скважин собирают в инвентарные поддоны и емкости, которыми оснащают ремонтные бригады.

6.4.1.36 К низконапорным водоводам систем заводнения относят трубопроводы, прокладываемые от источника водоснабжения до КНС, ШНС, ВРП и нагнетательных скважин.

6.4.1.37 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.

6.4.1.38 К высоконапорным водоводам системы заводнения относят трубопроводы, прокладываемые между КНС (ШНС), БНГ, ВРП и нагнетательными скважинами.

6.4.1.39 Гидравлический расчет низконапорных и высоконапорных водоводов систем заводнения выполняют на базе данных технических проектов на разработку месторождения нефти.

Гидравлический расчет низконапорных и высоконапорных водоводов выполняют, исходя из максимального объема закачки воды в скважины по годам разработки месторождения нефти. По результатам расчетов принимают ближайший в сторону увеличения внутренний диаметр применяемых труб, обеспечивающий транспорт воды в течение рассматриваемого периода.

6.4.1.40 Низконапорные и высоконапорные водоводы систем заводнения проектируют в соответствии с ГОСТ Р 55990.

На территории кустов скважин, КНС и других технологических площадках низконапорные и высоконапорные водоводы относят к технологическим трубопроводам и проектируют в соответствии с ГОСТ 32569.

6.4.1.41 Выбор материала труб и соединительных деталей выполняют в соответствии с 6.17.

6.4.1.42 После выбора основных параметров и материального исполнения трубопроводов проводят поверочный расчет трубопровода на прочность с учетом всех действующих нагрузок с применением специализированного программного обеспечения.

6.4.1.43 За рабочее давление в высоконапорных водоводах заводнения принимают максимальное давление, развиваемое 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.

6.4.1.44 Потери напора в высоконапорных водоводах от насосов КНС (ШНС) до устья нагнетательных скважин принимают не более 5—7 % от рабочего давления, развиваемого на КНС (ШНС). При обосновании допускается увеличение потерь напора.

6.4.1.45 Толщину стенки низконапорных и высоконапорных водоводов определяют расчетом в соответствии с 6.17.

6.4.1.46 Давление испытания на прочность и герметичность низконапорных и высоконапорных водоводов систем заводнения назначается в соответствии с ГОСТ Р 55990 и/или ГОСТ 32569.

6.4.1.47 Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии при перекачке воды и применения наружных покрытий предусматривают рекомендации в соответствии с 6.14. Низконапорные водоводы систем заводнения проектируют подземными, наземными (в насыпи) или надземными на опорах. Прокладку высоконапорных водоводов систем заводнения выполняют, 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.

6.4.1.48 Глубину прокладки низконапорных и высоконапорных водоводов систем заводнения определяют в соответствии с ГОСТ Р 55990.

6.4.1.49 Для предотвращения замерзания водоводов используют электрообогрев. Выбор системы электрообогрева определяется ПД. Проектирование электрообогрева трубопроводов осуществляют в соответствии с 6.10.

6.4.1.50 При проектировании трубопроводов в районах распространения ММГ предусматривают мероприятия для предохранения транспортируемой воды от замерзания:

- высокоэффективную тепловую изоляцию трубопроводов;
- подогрев трубопроводов;
- подогрев воды.

Конкретный перечень мероприятий для предохранения транспортируемой воды от замерзания определяют проектом с учетом экономически оправданного источника тепла.

6.4.1.51 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 применяют 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 принимают 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.

Схему распределения агентов закачки в пласт определяют в проекте в зависимости от расположения нагнетательных скважин.

6.4.2.4 Конструкцию, монтаж, сварку, испытания и контроль качества сварных соединений межблочных и внутриплощадочных трубопроводов, а также трубопроводов в пределах кустовых площадок скважин проектируют в соответствии с ГОСТ 32569, СП 75.13330.2011.

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 предусматривают систематический замер суммарного расхода закачиваемого агента и расхода агента, нагнетаемого в каждую скважину.

6.4.2.7 При прокладке водоводов и газопроводов предусматривают исключение возможности замерзания воды в водоводах и вымораживания выпадающей влаги в газопроводах. Для этого предусматривают 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 Для повышения нефтеотдачи предусматривают систему закачки в пласт теплоносителей (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) предусматривают парогенераторную или водогрейную установку, 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 проектируют в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.14 Необходимость применения распределительных пунктов, их количество и расположение определяют в проекте в зависимости от размеров месторождения нефти и системы нагнетания.

6.4.2.15 Распределительные пункты проектируют в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.16 Конструкцию, монтаж, сварку, испытания и контроль качества сварных соединений трубопроводов газоснабжения выполняют в соответствии с ГОСТ Р 55990.

6.4.2.17 Конструкцию, монтаж, сварку, испытания и контроль качества сварных соединений трубопроводов подачи пара и горячей воды, а также оборудования выполняют в соответствии с требованиями [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 многолетне-мерзлых грунтов обеспечивают сохранение грунтов в мерзлом состоянии.

6.4.2.20 На нагнетательных скважинах применяют термостойкую устьевую арматуру.

6.4.2.21 Оборудование скважин рассчитывают на работу при максимальной эксплуатационной температуре.

6.4.2.22 Должен быть обеспечен учет потребляемого газа.

6.4.2.23 Для осуществления процесса внутрипластового горения предусматривают систему 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 предусматривают следующие основные объекты:

- КС воздуха;
- насосную станцию для закачки воды;
- узлы замера и регулирования;
- установку подачи ингибитора коррозии;
- технологические трубопроводы.

6.4.2.26 Проектирование КС воздуха проводят в соответствии с 6.2.8.

6.4.2.27 Проектирование насосных станций для закачки воды проводят в соответствии с 6.4.1.

6.4.2.28 Компрессорные и насосные установки проектируют 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 выполняют 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 предусматривают мероприятия по предотвращению образования гидратов.

6.4.2.32 Необходимость применения воздухо- и водораспределительных пунктов определяют в проекте. Количество и расположение распределительных пунктов на месторождении определяют в зависимости от размеров месторождения и системы нагнетания.

6.4.2.33 Воздухо- и водораспределительные пункты проектируют в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.34 Регулирование подачи воздуха и воды осуществляют непосредственно на устьях нагнетательных скважин без распределительных пунктов.

6.4.2.35 При нагнетании сжатого воздуха контролируют 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 предусматривает возможность автоматического регулирования расхода агентов по нагнетательным скважинам с передачей показаний расхода и давления на диспетчерский пункт.

6.4.2.37 Оборудование скважин рассчитывают на работу при максимальной эксплуатационной температуре.

6.4.2.38 Устьевая арматура нагнетательных скважин обеспечивает установку нагревателя для инициирования горения в пласте с учетом конкретного способа зажигания.

6.4.2.39 Для повышения нефтеотдачи предусматривают физико-химические методы с закачкой в пласт реагентов (поверхностно-активные вещества, полимеры, щелочи, кислоты, углекислоты, 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 проектируют в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.42 В зависимости от применяемой технологии предусматривают подачу реагента в скважину или в водоводы системы заводнения скважин.

6.4.2.43 При закачке в пласт серной кислоты (H_2SO_4) предусматривают специальные меры по предотвращению коррозии в системе закачки.

6.4.2.44 Устьевая арматура при закачке реагентов повышенной коррозионной активности должна быть специального коррозионно-стойкого исполнения.

6.4.2.45 При проектировании объектов обустройства месторождения нефти с применением конкретного физико-химического метода повышения нефтеотдачи руководствуются дополнительными рекомендациями и инструкциями применяемого оборудования и агентов. Не допускается при проектировании применение реагентов, содержащих хлорорганические соединения, формальдегиды и меркаптаны.

6.4.2.46 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:

- блока водоподготовки (при необходимости);
- смесительного блока;
- блока растворения;
- высоконапорного блока.

Блок растворения применяется в случае недостаточной растворимости полимера в закачиваемой воде.

6.4.2.48 Установки для приготовления и закачки раствора полимера проектируются в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.49 Основная схема закачки предусматривает дозирование полимера в водовод высокого давления тихоходными плунжерными насосами.

6.4.2.50 При приготовлении и перекачке полимерных растворов не применяют 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 Исключают 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 устанавливают до и после дозировочного насоса установки подачи полимера, на водораспределительном пункте и устье каждой скважины. Краны устанавливают вертикально вверх.

6.4.2.54 На установке для приготовления раствора полимеров предусматривают склад хранения реагентов. Запас реагентов рассчитывают, исходя из возможностей регулярного пополнения склада.

6.4.2.55 Для повышения нефтеотдачи предусматривают закачку 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:

- КС высокого давления;
- УПГ (осушка газа и очистка от сероводорода);
- технологические (внутриплощадочные) трубопроводы;
- ГРС;
- факельная система;
- кустовая насосная станция.

6.4.2.58 При использовании для закачки в скважину попутно добываемого углекислого газа предусматривают систему 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 осуществляют в соответствии с 6.4.1.

6.4.2.60 Расположение головных сооружений по отношению к объектам сбора и подготовки нефти, газа и воды определяют в проекте.

6.4.2.61 Предусматривают мероприятия по борьбе с гидратообразованием при перекачке газа и газоводяных смесей.

6.4.2.62 При совместной закачке в пласт газа и воды в зависимости от конкретных условий подачи газоводяной смеси в нагнетательные скважины смешение газа и воды осуществляют на головных сооружениях, газоводораспределительных пунктах и непосредственно у скважины.

При смешении газа и воды на головных сооружениях осушка газа не проводится.

6.4.2.63 Проектирование КС закачки газа проводят в соответствии с 6.5.3.

6.4.2.64 Для закачки углекислого газа в пласт компрессорное оборудование должно быть специального коррозионно-стойкого исполнения.

6.4.2.65 Проектирование насосных станций для закачки воды проводят в соответствии с 6.4.1.2.

6.4.2.66 Компрессорные и насосные установки проектируют в блочном исполнении заводского изготовления.

6.4.2.67 ГРС проектируют 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 проводят 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 проводят 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 проектируют 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 обеспечивает 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 газоводяной смеси в скважины выполняют в соответствии с 6.4.2 и ГОСТ Р 55990.

6.4.2.77 Проектирование напорных сетей и коллекторов для закачки в пласт воды осуществляют в соответствии с требованиями к высоконапорным водоводам.

6.4.2.78 При проектировании продувочных систем напорных сетей и коллекторов предусматривают 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 предусматривают установку обратных клапанов перед нагнетательными скважинами, смесителями и врезками в газопроводы.

6.4.2.80 При закачке в пласт углекислого газа устьевую арматуру нагнетательных и добывающих скважин оборудование системы сбора нефти должны выбирать с учетом коррозийных свойств углекислого газа и обеспечивать надежную работу скважины.

6.5 Газлифтная добыча нефти

6.5.1 Общая часть

6.5.1.1 Схему газлифтной добычи (компрессорный или безкомпрессорный газлифт, режим газлифта непрерывный, периодический), объемы закачки газа и давления нагнетания, ввод фонда скважин по годам принимают по данным технического проекта на разработку месторождения нефти.

6.5.1.2 Газоснабжение газлифтных систем предусматривают 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 предусматривают:

- 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 определяют в ПД.

6.5.1.3 Внеплощадочные газопроводы проектируют 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 устанавливают технологическое оборудование в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 — Технологическое оборудование газлифтной добычи нефти

Наименование схемы газлифта, источник газа высокого давления	Наименование оборудования				
	Нефтегазовый сепаратор	Газораспределительная гребенка автоматизированная	Газораспределительная гребенка ручная	Пункт контроля и управления	Компрессорная станция
Централизованный газлифт, компрессорная станция	–	+	–	+	–
Централизованный газлифт, компрессорная станция, газовая залежь	–	+	–	+	–

Окончание таблицы 4

Наименование схемы газлифта, источник газа высокого давления	Наименование оборудования				
	Нефтегазовый сепаратор	Газораспределительная гребенка автоматизированная	Газораспределительная гребенка ручная	Пункт контроля и управления	Компрессорная станция
Локальный газлифт, компрессорная станция	+	+	+	+	+
Локальный газлифт, компрессорная станция, 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, определяют в ПД.

6.5.2.4 Каждая линия газораспределительной автоматизированной гребенки имеет манометр, термометр, автоматический регулятор расхода с ручным дублированием, расходомер. Предусматривают ручное регулирование. В этом случае каждая линия газораспределительной ручной гребенки имеет манометр, термометр, узел ручного регулирования расхода и расходомер.

6.5.2.5 Газопроводы по территории куста скважин прокладывают подземно (непосредственно в грунте), и при проектировании учитывают ГОСТ 32569.

При подземной прокладке расстояние от верха трубы до поверхности отсыпанной площадки — не менее 0,8 м.

6.5.2.6 На линиях подачи газа от газораспределительных гребенок к скважинам устанавливают обратный клапан непосредственно у скважины. Каждую скважину отключают 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 КС предназначена для подготовки и компримирования газа, подаваемого для газлифтной добычи нефти.

6.5.3.2 Технологические параметры и требования к газу устанавливают техническим проектом разработки месторождения.

Степень очистки и подготовки газа, подаваемого на КС, определяют 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 КС проектируют как технологические трубопроводы.

6.5.4 Узел предварительной очистки газа на входе в КС

6.5.4.1 Узлы очистки газа проектируют 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 предусматривают 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 обеспечивает качество очистки газа с учетом возможных прогнозируемых изменений поступающего состава газа на узел в течение всего срока эксплуатации.

Конструкция сепаратора обеспечивает высокую степень очистки 2÷5 мкм с полным удалением жидких фракций. Сепаратор оснащают запорной арматурой с дистанционным приводом во взрывозащищенном исполнении.

6.5.4.4 Узел предварительной очистки газа поставляют в блочно-комплектном исполнении.

6.5.4.5 Для обеспечения непрерывной работы оборудование узла очистки должно иметь 100%-ное резервирование основного оборудования.

6.5.4.6 Узел предварительной очистки газа комплектуют дренажной емкостью с погружным насосом для сбора конденсата. Дренажные системы для отвода конденсата в автоматическом режиме разделяют с дренажной системой ручного опорожнения оборудования.

6.5.4.7 Скорости движения продуктов в трубопроводах — в соответствии с 6.3.1.12.

6.5.4.8 Для контроля процесса очистки газа предусматривают приборы контроля давления, температуры, расхода.

6.5.4.9 Узлы очистки газа располагают на открытых площадках. Предотвращение замерзания жидкости в аппаратах и трубопроводах обеспечивают обогревом и теплоизоляцией.

6.5.5 Узлы измерения и регулирования

6.5.5.1 Узел измерения и регулирования обеспечивает измерение количества сырого газа, поступающего на КС, и газа, подаваемого в систему газлифта.

6.5.5.2 Узлы измерения и регулирования газа применяют объединенными для сырого и скомпримированного газа или раздельными. Состав СИКГ определяют, исходя из применяемого метода измерений и требований методики измерений для выбранного преобразователя расхода, в соответствии с 6.3.12 и ГОСТ Р 8.733.

6.5.6 Аппараты воздушного охлаждения

6.5.6.1 АВО в КС для газлифта предназначен для охлаждения газа на выходе из компрессора или с промежуточной ступени компримирования, а также в системе циркуляционного охлаждения. АВО также применяют для охлаждения масла маслосистемы компрессора и привода.

6.5.6.2 АВО выбирают согласно техническим требованиям на поставку. В целях снижения энергозатрат при эксплуатации приводы АВО ЧРП оснащают 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 оборудуют:

- механизмами автоматического и дистанционного регулирования расхода воздуха посредством регулирования угла поворота лопастей вентилятора, ЧРП 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 Регулирование угла поворотом лопастей вентилятора — автоматическое с помощью пневмопривода (или электропривода) без остановки вентилятора.

6.5.6.6 Регулировка работы вентилятора обеспечивает поддержание заданной температуры воздуха при пуске и в рабочем режиме.

6.5.6.7 Предусматривают возможность дистанционной, ручной регулировки положения жалюзи. Привод жалюзи оснащают 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 исключают возможность искрообразования в случае касания лопастей поверхности коллектора.

6.5.6.10 Лопасти вентилятора изготовляют из армированных пластических материалов улучшенной аэродинамики.

6.5.6.11 По требованию конкретного проекта в комплект поставки АВО входят:

- 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 включает инструкцию по монтажу, эксплуатации и ремонту. В инструкции приведены допустимые нагрузки на патрубки АВО или на присоединительные патрубки поставляемой трубной обвязки.

6.5.6.13 АВО размещают на наружной площадке в зоне отсутствия аэродинамических теней, препятствующих свободному забору воздуха, а также конструктивно предусматривают ограничение подхвата отработанного воздуха на вход в АВО.

6.5.6.14 Установку АВО предусматривают в ряд, с обеспечением возможности подъезда грузоподъемной техники для ведения ремонтных работ.

6.5.6.15 Площадка установки АВО имеет 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 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 Факельную систему КС проектируют в соответствии с разделом 6.3.15.

6.5.7.5 Пропускную способность факельного коллектора газлифтной КС определяют 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 направляют в факельный коллектор через специальный сепаратор с дренажной емкостью.

6.6 Водоснабжение для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд

6.6.1 Водопотребители и нормы водопотребления

6.6.1.1 На объектах обустройства месторождений нефти воду используют 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.

6.6.1.2 Расходы (норма) воды на заводнение нефтяных пластов принимают по техническому проекту на разработку месторождения нефти.

6.6.1.3 Расходы (нормы) воды на производственные нужды определяют в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 — Нормы расхода воды на производственные нужды

Наименование потребления на производственные нужды	Норма расхода воды, $м^3$/сут	Часовой коэффициент неравномерности, К, ч
Бурение скважин на глинистом растворе при централизованном его приготовлении и подготовительных работах к бурению	43	1
Бурение скважин на глинистом растворе при индивидуальном приготовлении при двух глиномешалках	72	2,5
Бурение скважин на глинистом растворе 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 трех скважин	225—900	2,5
Бурение скважин на воде в зависимости от времени долбления в часах за сутки (от 1,75 до 8 ч) при одновременно действующих буровых станках более трех скважин	225—900	1,5
Капитальный и текущий ремонты скважин	3	2
Промывка резервуаров общей емкостью, $м^3$, менее 10 000 включ.	36	12
Промывка резервуаров общей емкостью, $м^3$, свыше 10 000 до 30 000 включ.	72	12
Промывка резервуаров общей емкостью, $м^3$, свыше 30 000	144	12

6.6.1.4 Расходы (норма) воды на производственные нужды принимают в каждом конкретном случае по паспортным данным установленного оборудования и в соответствии с технологическим расчетом. При этом рассматривают 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).

6.6.1.5 Расходы воды на хозяйственно-питьевые нужды обслуживающего персонала принимают в соответствии с СП 30.13330.2016 (подраздел 5.2) и СП 31.13330.2012 (раздел 5).

6.6.2 Параметры воды

6.6.2.1 На бурение скважин, промывку технологического оборудования, нужды строительства, капитальный и текущий ремонты скважин, мойку машин и оборудования используют воды поверхностных источников (без специальной их подготовки), подземные (непригодные для питьевых целей) и морские.

При соответствующем обосновании используют очищенные и обеззараженные (при необходимости) сточные воды.

6.6.2.2 Требования к качеству воды, потребляемой на другие технологические нужды, устанавливают 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 принимают 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
Теплообменные аппараты 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 отдают 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.

6.6.2.3 Параметры воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, принимают в соответствии с техническим проектом на разработку месторождения нефти в зависимости от коллекторских свойств пласта и химической совместимости с пластовыми водами и водой пласта.

6.6.2.4 Вода, используемая на хозяйственно-питьевые нужды, должна отвечать требованиям [30].

6.6.3 Системы водоснабжения

6.6.3.1 В зависимости от потребных расходов и параметров потребляемой воды для крупных объектов нефтедобычи (ЦПС, УПН, УПСВ, ДНС, КС с АБЗ и сооружениями системы заводнения и других аналогичных объектов) предусматривают следующие системы водоснабжения:

- производственная, в том числе для заводнения продуктивных горизонтов;
- противопожарная;
- хозяйственно-питьевая.

6.6.3.2 Выбор схем и систем централизованного водоснабжения объектов нефтедобычи осуществляют на основании технико-экономического сравнения вариантов и ТУ на водоснабжение. При необходимости, если это оговорено в задании на проектирование, централизованные системы производственного водоснабжения нефтепромысловых объектов проектируют с учетом необходимого расхода воды для бурения эксплуатационных скважин.

Подачу воды от централизованной системы до буровых эксплуатационных скважин осуществляют по временным водоводам, которые не включают в состав проекта обустройства месторождения.

6.6.3.3 Для одиночных скважин, кустов скважин, ИУ, ДНС (не имеющих РВС) и без административно-бытовых зданий производственное, противопожарное и хозяйственно-питьевое водоснабжение не предусматривают.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения отдельно стоящих зданий и сооружений допускается использовать привозную воду.

6.6.3.4 При проектировании систем водоснабжения для обеспечения оптимальной работы насосного оборудования при изменении водопотребления (неравномерный режим) рекомендуется применять двигатели с ЧРП.

6.6.3.5 Сооружения системы водоснабжения объектов нефтедобычи имеют резерв производительности (до 15 % от расчетного расхода воды) на производственные и хозяйственно-питьевые нужды.

6.6.3.6 Свободный напор в наружной сети производственного водопровода определяют по принятой технологической схеме производственного процесса и техническим характеристикам установленного оборудования.

6.6.3.7 Измерение расхода воды предусматривают на каждом водозаборе, подводящих водоводах к объектам-потребителям (ЦПС, БКНС и другим отдельно стоящих объектам), в точках передачи воды сторонним организациям, а также в системах оборотного водоснабжения.

6.6.4 Водозабор подземный

6.6.4.1 Использование подземных вод для целей водоснабжения определяют законодательными нормативными актами и условиями формирования и залегания различных категорий подземных вод. В соответствии с [11] предоставление недр в пользование оформляют специальным разрешением в виде лицензии и разрабатывают технический проект на добычу подземных вод.

6.6.4.2 При обустройстве месторождений нефти в водозаборах подземных вод в качестве водоприемных сооружений применяют водозаборные скважины.

6.6.4.3 Категорию надежности и количество резервных скважин и насосов в зависимости от категории определяют в соответствии с СП 31.13330.2012 (таблица 5).

6.6.4.4 Производительность насосов, установленных в скважине, не должна превышать расчетный дебит водоносного горизонта.

Потребный напор насосов, установленных в скважинах, определяют, исходя из динамического уровня воды в скважине при откачке, места расположения наивысшей точки подачи, потерь напора в насосе, водоподъемной трубе и водоводе. В целях экономии энергоресурсов при эксплуатации применяют частотно-регулируемый привод с автоматизацией (по объему потребности воды или давлению в системе подачи воды).

6.6.4.5 В зависимости от местных условий и оборудования устье скважины располагают в наземном павильоне блочно-комплектной поставки или подземной камере.

Допускается не оборудовать павильонами устья водозаборных скважин добычи подземных технических вод для производственных нужд.

6.6.4.6 Для защиты воды от замерзания в скважинах, пробуренных в слое ММГ, при остановке насосного оборудования внутри скважины при необходимости предусматривают установку электронагревательных устройств или греющего кабеля с креплением его к насосно-компрессорной трубе. При этом проектом бурения скважин предусматривают мероприятия, не допускающие растепление ММГ.

6.6.4.7 При эксплуатации подземных водозаборов все скважины, входящие в состав этого водозабора, включая резервные, эксплуатируют поочередно через определенный промежуток времени для обеспечения их надежной работы.

Включение резервных скважин при выходе из строя рабочей скважины предусматривают автоматически.

6.6.5 Водозабор поверхностный

6.6.5.1 Конструктивную схему водозабора принимают 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 31.13330.2012.

6.6.5.2 При обустройстве месторождений нефти, расположенных в районах распространения ММГ, при наличии непромерзающих водоемов 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 предусматривают мероприятия для поддержания вокруг понтона незамерзающей майны.

6.6.5.3 Количество резервных агрегатов в насосных станциях в зависимости от категории надежности определяют в соответствии с СП 31.13330.2012 (таблица 23).

6.6.5.4 Для насосных станций, расположенных в районах распространения ММГ, независимо от категории устанавливают не менее трех насосных агрегатов.

6.6.6 Водопроводные сооружения

6.6.6.1 Для очистки воды до питьевого качества, используемой на хозяйственно-питьевые и производственные нужды, требующие воду питьевого качества в составе обустройства месторождений нефти, проектируют очистные сооружения питьевой воды.

Установку подготовки питьевой воды проектируют блочно-комплектной и поставляют на площадку строительства в полной заводской готовности, оборудованную системами отопления, освещения, вентиляции и канализации.

6.6.6.2 Проектирование и изготовление установки выполняют в соответствии с техническими требованиями, разрабатываемыми в составе проектной документации и СП 31.13330.2012 (раздел 9).

6.6.6.3 Установка включает 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 $м^3$ размещают в отапливаемых помещениях.

В целях экономии энергоресурсов при эксплуатации насосов II подъема для подачи питьевой воды применяют частотно-регулируемый привод с автоматизацией (по объему потребности воды или давлению в системе подачи воды).

6.6.6.4 Для удобства демонтажа и монтажа насосных агрегатов предусматривают съемные выкатные устройства. Габариты ворот обеспечивают возможность монтажа и демонтажа агрегатов без разборки. Устройство фундаментов и система установки фундаментных болтов обеспечивают возможность демонтажа (монтажа) фундаментных болтов.

6.6.6.5 Установки подготовки технической воды проектируют для объектов ЦПС, УПН, УПСВ, УПГ, где имеется потребность в воде, используемой на производственные нужды. Установку подготовки технической воды проектируют блочно-комплектной и поставляют на площадку строительства в полной заводской готовности.

6.6.6.6 Проектирование и изготовление установки выполняют в соответствии с техническими требованиями, разрабатываемыми в составе ПД.

Установка включает 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.

6.6.6.7 В случае использования одного источника водоснабжения для подготовки питьевой и технической воды в целях сокращения территории, отводимой под очистные сооружения, и уменьшения металлоемкости сооружений проектируют единый комплекс подготовки питьевой и технической воды, соблюдая при этом требования санитарных норм и правил.

6.6.6.8 Подготовку сеноманских и других аналогичных вод (очистка от мехпримесей и разгазирование), поступающих на площадку с избыточным давлением, предусматривают в горизонтальных цилиндрических аппаратах. Число аппаратов принимают не менее двух. При минимальном числе аппаратов производительность каждого принимают равной 70 % от максимального расхода поступающих вод. Время пребывания воды в этих аппаратах предусматривают не менее 20—25 мин.

6.6.6.9 Газ, выделившийся в аппаратах, рассеивают в атмосфере через свечу рассеивания.

6.6.6.10 Проектирование водопроводных сетей (за исключением водоводов системы заводнения), прокладываемых на территории ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КНС, в резервуарных парках, на площадках кустов скважин и других объектах, а также в магистральных водоводах, осуществляют согласно СП 31.13330.2012.

6.6.6.11 Толщину стенок труб стальных трубопроводов определяют расчетом.

Условный диаметр водовода определяют по результатам гидравлических расчетов.

За расчетное давление в водоводах принимают максимальное давление, создаваемое насосами на закрытую задвижку с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

6.6.6.12 Длина ремонтных участков на магистральных водоводах, прокладываемых в одну линию (нитку), принимают 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 длину ремонтных участков определяют по СП 31.13330.2012.

6.7 Водоотведение

6.7.1 Общая часть

6.7.1.1 На объектах месторождений нефти водоотведение предусматривают для производственных, бытовых и поверхностных (дождевых) сточных вод.

6.7.1.2 Централизованные системы водоотведения с очистными сооружениями предусматривают на крупных объектах нефтедобычи (ЦПС, УПН, УПСВ, ДНС с УПСВ и РВС, АБЗ). Для перечисленных объектов при недопустимости совместной очистки и закачки в пласт пластовых вод с производственными и поверхностными сточными водами проектируют раздельные системы:

- пластовой воды;
- производственных сточных вод;
- бытовых сточных вод;
- поверхностных (дождевых) сточных вод.

Допускается совмещение производственной и поверхностной (дождевой) систем в производственно-дождевую систему.

6.7.1.3 Проектирование объектов, относящихся к системе пластовой воды, выполняют в соответствии с 6.3.4, 6.3.8 и 6.3.11.

6.7.1.4 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, а при невозможности ввода в процесс сбрасывают в шламовые амбары для дальнейшей утилизации.

6.7.1.5 Очищенные производственные и поверхностные (дождевые) сточные воды месторождений нефти, используемые для заводнения нефтяных пластов, могут содержать растворенную нефть не более 3 мг/л, при сбросе в водоемы содержание нефти не должно превышать 0,5 мг/л, мехпримесей — не более 3 мг/л.

Объединение бытовых сточных вод с пресными, пластовыми, производственными и поверхностными (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 закачивают в поглощающие горизонты.

Направление пластовой воды на выпаривание допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании на начальном этапе разработки месторождений нефти.

Степень очистки пластовых, производственных, поверхностных (дождевых) и бытовых сточных вод для использования их в системе заводнения или поглощения принимают по данным технического проекта на разработку месторождения нефти.

6.7.2 Бытовая канализация

6.7.2.1 Бытовую канализацию предусматривают на объектах нефтедобычи с постоянным пребыванием обслуживающего персонала.

На отдельно стоящих объектах месторождений нефти допускается предусматривать емкость или колодец для сбора бытовых стоков с последующим вывозом на очистные сооружения по техническим условиям на прием стоков. Объем емкости должен быть не менее 5 $м^3$.

6.7.2.2 Количество бытовых сточных вод определяют по СП 30.13330.2016 и СП 32.13330.2012. Количество загрязнений бытовых сточных вод на одного работающего принимают по таблице 7.

Таблица 7 — Количество загрязнений бытовых сточных вод на одного работающего

Основные показатели	Количество загрязнений на одного работающего при продолжительности смены 8 ч, г/сут
Взвешенные вещества	22
$БПК_5$ неосветленной жидкости	20
$БПК_5$ осветленной жидкости	12
$БПК_{полн}$ неосветленной жидкости	25
$БПК_{полн}$ осветленной жидкости	13
Азот аммонийных солей (N)	2,6
Фосфаты (P_2O_5)	1,1
В том числе от моющих веществ	0,5
Хлориды (Cl)	3
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	0,8

6.7.2.3 При выборе технологии очистки бытовых сточных вод руководствуются принципом использования наилучших доступных технологий. Рекомендуется выбирать установки очистки бытовых стоков и канализационные насосные станции блочно-комплектные, поставляемые на площадку строительства в полной заводской готовности, оборудованные системами отопления, освещения, вентиляции и канализации.

Проектирование и изготовление установок очистки бытовых стоков и канализационных насосных станций выполняют специализированные организации в соответствии с СП 32.13330.2012 (раздел 9).

В объем поставки очистных сооружений бытовых стоков включают:

- накопительную емкость-усреднитель;
- технологическое оборудование очистки и обеззараживания стоков;
- установку обезвоживания 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 предусматривают:

- емкость для приема стоков, доставляемых ассенизационным транспортом от отдельно стоящих объектов месторождений нефти;
- помещение операторной с телефоном;
- санузел с унитазом, умывальником и душевой;
- комнату со шкафчиками для хранения спецодежды;
- комнату для приема пищи;
- специальное помещение для хранения необходимого запаса реагентов, рассчитанного на 30 сут;
- помещение электрощитовой.

6.7.2.4 Отвод очищенных стоков предусматривают как в напорном, так и в самотечном режиме. Самотечные сети бытовой канализации проектируют в соответствии с СП 32.13330.2012.

6.7.2.5 Самотечные и напорные сети бытовой канализации прокладывают подземно.

6.7.2.6 Надземная прокладка самотечных и напорных трубопроводов допускается в районах распространения ММГ, при этом предусматривают 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 предусматривают в приемные резервуары канализационных насосных станций или в передвижную емкость с последующей перекачкой в канализационную сеть или вывозом автоцистерной.

6.7.2.7 Наименьшие диаметры и уклоны труб самотечных сетей принимают в соответствии с СП 32.13330.2012 (подразделы 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 используют стальные трубы.

На углах поворота самотечных и напорных трубопроводов бытовой канализации при надземной прокладке устанавливают прочистки. На прямых участках самотечной бытовой канализации прочистки устанавливают в соответствии с СП 32.13330.2012 (пункт 6.3.1).

6.7.3 Производственно-дождевая канализация

6.7.3.1 На площадках ДНС (без АБЗ, РВС и УПСВ), СУ и других аналогичных отдельно стоящих объектах сбор поверхностных (дождевых) сточных вод проводят в емкости сбора стоков с последующим вывозом стоков на очистные сооружения крупных объектов нефтедобычи.

Для приема сточных вод от площадок перечисленных объектов проектируют приемные емкости (колодцы) объемом не менее 4 $м^3$. При непосредственном сбросе стоков в емкость без промежуточных колодцев емкость оборудуют гидрозатвором. Верх люка емкости должен быть выше бордюра технологической площадки не менее чем на 50 мм.

На площадках измерительных установок, в 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 поверхностных (дождевых) стоков не проводят, за исключением площадок устьев нефтяных и нагнетательных скважин, оборудованных приустьевыми шахтными колодцами, поверхностные (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 поверхностных (дождевых) стоков в шахтных колодцах выше уровня нижнего основания колонны головки.

При ремонте названных объектов сбор загрязненных стоков осуществляют в инвентарные поддоны и емкости.

6.7.3.2 Сброс поверхностного (дождевого) стока и разлившейся жидкости от площадок наружных технологических установок с емкостным оборудованием осуществляют в емкость сбора стоков, откуда атмосферные осадки откачивают в канализацию, а ЛВЖ, ГЖ — в емкости технологических систем.

Сток с обвалованных (огражденных стенами) резервуаров с ЛВЖ, ГЖ, токсичными жидкостями предусматривают через распределительный узел с задвижками (нормально закрытыми), позволяющими направлять проливы продукта в специальные технологические емкости, либо при нормальных условиях поверхностные (дождевые) стоки в систему производственно-дождевой канализации.

Отведение стоков с обвалованных территорий резервуаров и поддонов технологических установок осуществляют равномерно в срок не более двух суток.

Сброс продукта в систему производственно-дождевой канализации запрещен.

6.7.3.3 Количество загрязненных поверхностных (дождевых) вод, сбрасываемых с площадок, находящихся внутри обвалования РВС, с технологическим оборудованием, принимают равным в соответствии с СП 32.13330.2012 (пункт 7.3).

6.7.3.4 Среднюю концентрацию загрязнений в поверхностных (дождевых) водах, собираемых на объектах месторождений нефти для проектирования очистных сооружений, принимают:

- для взвешенных веществ — 300 мг/л;
- для БПК — 20—40 мг/л;
- для нефтепродуктов — 50—100 мг/л.

Концентрации загрязнений в производственных стоках определяют в ПД.

6.7.3.5 Установку очистки производственных и поверхностных (дождевых) стоков проектируют блочно-комплектной и поставляют на площадку строительства в полной заводской готовности, оборудованную системами отопления, освещения, вентиляции и канализации.

Проектирование и изготовление установки выполняют в соответствии с СП 32.13330.2012 (раздел 9). В составе очистных сооружений предусматривают:

- 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 обезвоживания осадка;
- системы измерения количества и параметров сточных вод и осадка;
- локальную систему автоматизированного управления;
- узлы отбора проб исходных и очищенных стоков;
- емкость уловленной нефти.

Выпуск стоков предусматривают как в напорном, так и в самотечном режиме.

6.7.3.6 На самотечных канализационных сетях для нефтесодержащих сточных вод предусматривают гидравлические затворы высотой не менее 0,25 м:

- на сетях канализации (не менее чем через 400 м);
- выпусках из зданий и сооружений; открытых технологических площадках;
- 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 — не менее 150 мм.

6.7.3.7 Канализационные сети нефтесодержащих сточных вод проектируют из несгораемых материалов.

Напорные трубопроводы нефтесодержащих сточных вод проектируют из стальных, стеклопластиковых, полимерных, армированных и других неметаллических труб.

Самотечные канализационные сети нефтесодержащих сточных вод, как правило, проектируют закрытыми.

Наименьший диаметр труб производственно-дождевой канализации определяют согласно СП 32.13330.2012. При этом наполнение труб (отношение высоты слоя воды к диаметру трубопровода) принимают не более 0,6.

Самотечные и напорные сети производственно-дождевой канализации, как правило, прокладывают подземно.

Надземная прокладка самотечных и напорных трубопроводов допускается в районах распространения ММГ, при этом предусматривают 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 предусматривают в приемные резервуары канализационных насосных станций или в передвижную емкость, с последующей перекачкой в канализационную сеть или вывозом автоцистерной.

На углах поворота самотечных и напорных трубопроводов производственной дождевой канализации в колодцах устанавливают прочистки.

6.8 Автоматизация, телемеханизация, автоматизированные системы управления

6.8.1 Технологические комплексы сбора и подготовки нефти, газа и воды, обслуживания и обеспечения нефтедобывающих предприятий оснащают системами автоматизированного управления, обеспечивающими получение требуемого количества и качества выпускаемой продукции, безаварийную работу оборудования, как правило, без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

6.8.2 АСУ ТП выполняют в виде распределенной системы управления объектами, включающей в себя функционально независимые подсистемы управления географически распределенными 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.

Информацию с распределенных АСУ ТП объектов передают на вышестоящий уровень для использования в информационно-аналитических системах.

6.8.3 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 обработки;
- 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.

6.8.4 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 предусматривают не менее 15 % свободного места для размещения дополнительного оборудования и также предусматривают для последующего расширения 20 % свободного пространства для прокладки многожильных кабелей, для размещения дополнительных внутренних клеммников и т. д.

6.8.5 Нижний (нулевой) уровень АСУ ТП реализует функции получения и первичного преобразования информации о состоянии оборудования и протекании технологических процессов. Данный уровень включает контрольно-измерительные приборы, вторичные преобразователи (при наличии), осуществляющие преобразование сигналов первичных датчиков в стандартизированные (унифицированные) и комплектные микропроцессорные системы (блоки) управления исполнительными механизмами.

6.8.6 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 ПЛК.

На первом уровне АСУ ТП реализуют следующие функции:

- измерение 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;
- прием от вышестоящего уровня команд управления;
- локальное управление оборудованием (при необходимости).

6.8.7 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, АРМ и других технических средств обеспечивают выполнение следующих функций:

- сбор информации от технологических объектов;
- обработку и хранение данных;
- передачу уставок, шкал и коэффициентов смешения, 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 надежности;
- диалоговый человеко-машинный интерфейс с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния технологического процесса;
- формирование и выдачу команд на исполнительные механизмы, то есть дистанционное управление работой с рабочей станции 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 тридцати дней. Хранение данных должно быть энергонезависимым, то есть должна обеспечиваться сохранность архивных данных при исчезновении электропитания;
- формирование и выдачу персоналу учетных и отчетных документов (сменных, суточных и месячных отчетов, 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 системе 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.

6.8.8 Управляющие функции системы обеспечивают:

- ручное управление с кнопочных постов, расположенных по месту, оборудованием, останов которого требует выполнения 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.

6.8.9 Система круглосуточно обеспечивает непрерывную работу объекта без постоянного присутствия обслуживающего персонала в зоне расположения технологического оборудования.

6.8.10 В системе предусматривают функцию безопасного останова технологического процесса при возникновении внештатных ситуаций на технологическом оборудовании, реализуемой автоматически и по команде оператора (вручную). Алгоритмы останова определяют на этапе разработки ПД.

6.8.11 Используют 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.

6.8.12 При проектировании систем управления технологическими комплексами вопросы автоматического сбора, обработки и передачи технологической информации с диспетчерских и операторных пунктов на уровень предприятия определяют техническим заданием.

6.8.13 Системы автоматического управления обеспечивают 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 предусматривают дополнительно при разработке проекта.

6.8.14 Для реализации надежного выполнения особо ответственных функций контроля и управления в АСУ ТП предусматривают резервные аппаратные средства. Автоматическое переключение на резервные устройства не должно приводить к остановке технологического процесса.

6.8.15 Систему автоматического управления проектируют так, чтобы при повреждении системы управления, отсутствии электроэнергии или сжатого воздуха в цепях автоматики на управляемом оборудовании не возникало аварийной ситуации.

6.8.16 Схемы аварийной сигнализации предусматривают сохранение сигнала до его снятия оператором или диспетчером, даже если причина сигнализации за это время исчезла.

6.8.17 Для опробования, наладки, вывода на режим и контроля технологического режима при местном управлении устанавливают местные приборы контроля. Механизмы, агрегаты, арматура с механизированным приводом должны иметь местное управление, независимо от других видов управления.

В системе управления предусматривают функцию «вывода в ремонт» отдельного контролируемого технологического оборудования. При этом в программном обеспечении системы управления блокируют отдельные контуры автоматического и дистанционного управления, относящиеся к данному оборудованию, а система визуализации оператора должна давать четкое понимание, что соответствующее оборудование выведено из работы.

6.8.18 При проектировании технологических комплексов на основе блочно-автоматизированного оборудования разрабатывают общие схемы автоматизации, предусматривающие согласованную работу систем автоматики отдельных технологических блоков и установок, входящих в состав комплекса.

6.8.19 Приборы и средства автоматизации выбирают 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.

6.8.20 Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на открытых площадках, как правило, имеют эксплуатационные характеристики, позволяющие эксплуатировать их при расчетных температурах окружающего воздуха без дополнительного обогрева. Применение приборов, требующих обогрева, допустимо только в обоснованных случаях.

6.8.21 Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на площадках, имеющих взрывоопасные зоны, соответствуют требованиям [16] и ГОСТ 30852.13.

6.8.22 Рабочая документация на АСУ ТП — в соответствии с ГОСТ 21.408 или ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.603, ГОСТ 34.601.

6.8.23 Технические средства АСУ ТП первого уровня на технологических объектах размещают в отдельно стоящих местных пунктах управления, аппаратурных блоках, помещениях аппаратных зданий операторных. При соблюдении электромагнитной совместимости допускается размещение в смежных с электротехническими объектами помещениях или отдельно стоящих шкафах.

6.8.24 Технические средства АСУ ТП второго уровня на технологических объектах размещают в зданиях операторных или блок-боксах, предназначенных для оперативного контроля за объектом. Места размещения технических средств АСУ ТП определяют при проектировании.

Информационная безопасность систем автоматического управления — согласно 6.12.3.22.

6.9 Электроснабжение и электрооборудование

6.9.1 ПД электротехнической части объектов обустройства должна удовлетворять [21], [29], другим действующим нормативно-правовым документам в области электроснабжения, строительства, промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды.

6.9.2 Основными определяющими факторами при проектировании электроснабжения должны быть характеристики источников питания и потребителей электроэнергии, требования электробезопасности.

При проектировании источников электроснабжения месторождений нефти, как правило, рассматривают 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.

6.9.3 Категорирование электроприемников по надежности электроснабжения объектов осуществляют согласно требованиям [21].

Рекомендуемые категории электроприемников объектов обустройства месторождений нефти по надежности электроснабжения в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, и для других районов добычи нефти приведены в таблице 8.

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
ИУ	3	3
ДНС, УПСВ	1	2
УПН	1	2
УПГ	1	2
РВС нефтеводяной смеси, подготовленной нефти	1	3
Насосная перекачки НГВС, подготовленной нефти	1	2
КС для перекачки газа	1	2
Факельная система	Соответствие категории объекта потребителя услуг	Соответствие категории объекта потребителя услуг
Пункт налива и приема нефтеводяной смеси, подготовленной нефти	3	3
КНС для заводнения нефтяных пластов, насосные станции перекачки сточных вод	2	3
Парогенераторные станции для закачки пара в пласт	3	3
КС для газлифтного способа добычи нефти	3	3
Сооружения водяного, пенного, газового, порошкового пожаротушения	1	1
Сооружения водоснабжения для производственных, противопожарных и хозяйственно-питьевых нужд	Соответствие категории объекта потребителя услуг	Соответствие категории объекта потребителя услуг
Канализационные насосные станции бытовых и производственно-дождевых стоков	3	3
Насосы перекачки уловленного нефтешлама	3	3
Насосы подачи химреагентов	3	3
Котельные установки	1	1

Окончание таблицы 8

Наименование электроприемников	Категория в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним	Категории в других районах добычи нефти
Пожарная и охранная сигнализация, системы контроля доступа и охранного освещения	1**	1**
Потребители АСУ ТП и систем связи АСУ ТП	Соответствие категории объекта потребителя услуг	Соответствие категории объекта потребителя услуг
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
ЭХЗ	3	3
ВЖК, АБЗ	2	3

* 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).

** Электропитание должно быть бесперебойным (либо от двух независимых 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 ч в дежурном режиме и не менее 1 ч в режиме тревоги.

Повышение категории объектов, приведенных в таблице 8, допускается при проектировании, в том числе по требованию заявителя (потребителя электрической энергии), технического заказчика (застройщика).

Категорию надежности электроснабжения кустов скважин выбирают для районов Крайнего Севера и местностей, 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 объемов добычи нефти, условий района размещения и условий эксплуатации куста скважин и объектов электроснабжения и определяют в задании на проектирование.

6.9.4 При построении схемы электроснабжения месторождения нефти, для электроприемников которого требуется резервирование питания, проводят секционирование шин во всех звеньях системы распределения электроэнергии, включая шины низшего напряжения 0,4 кВ двухтрансформаторных КТП.

6.9.5 Загрузка каждого трансформатора на двухтрансформаторных подстанциях 10(6), 35 кВ, 110 кВ месторождений, подключенных к двум независимым источникам, не должна превышать 0,5 номинальной мощности трансформаторов в нормальном режиме работы.

6.9.6 Класс напряжения питающей сети месторождения от сетей энергосистемы определяют по совокупности факторов:

- удаленности электросетевых объектов от промысла;
- класса напряжения ближайших электросетевых объектов;
- совокупной электрической нагрузки промысла;
- выбора класса напряжения питающей сети, который осуществляется на основании технико-экономических расчетов и особенностей конкретного месторождения.

6.9.7 Класс напряжения распределительной сети между площадками одного месторождения определяют по совокупности факторов:

- удаленности площадок от пункта приема (выработки) электроэнергии;
- совокупной электрической нагрузки подключаемых площадок месторождения.

6.9.8 Распределительную сеть между площадками одного месторождения [от пункта приема (выработки) электроэнергии до распределительных и транзитных подстанций] выполняют на двухцепных опорах ВЛ.

6.9.9 Для ВЛ, сооружаемых в районах по гололеду VI, VII и особый в соответствии с [21] (таблица 2.5.3), рекомендуется вместо двухцепных ВЛ проектировать две одноцепные.

6.9.10 Распределительную сеть внутри одной площадки месторождения (от пункта приема электроэнергии до распределительных устройств и трансформаторных подстанций) выполняют на напряжение 10 (6) кВ.

6.9.11 Для питающих и распределительных сетей допускается применение подстанций 110/10 кВ и КТП 35(20)/0,4 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании.

6.9.12 Решения по компенсации реактивной мощности обосновывают техническими и экономическими факторами, а также учитывают тип и режим работы источника питания промысла.

В случае применения в качестве основного источника питания автономной электростанции реализацию решений по компенсации реактивной мощности подтверждают расчетом устойчивости работы электростанции.

В случае централизованного электроснабжения промысла решения по компенсации реактивной мощности принимают из условия обеспечения требуемых показателей по коэффициенту мощности на границе балансовой принадлежности. Основной принцип реализации решений по компенсации реактивной мощности — генерация реактивной мощности непосредственно у потребителя. Отступление от данного принципа обосновывают технико-экономическим расчетом.

6.9.13 Классификацию взрывоопасных зон для выбора электрооборудования и устройства электроустановок, эксплуатация которых в присутствии данной смеси должна быть безопасной, осуществляют в соответствии с [8], ГОСТ 30852.13.

6.9.14 На технологических площадках нефтепромыслов в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, прокладку кабеля предусматривают, как правило, на эстакадах и/или в коробах.

6.9.15 Для электродвигателей 200 кВт (6 кВ), 400 кВт (10 кВ) и более мощных применяют устройства плавного пуска, особенно такие устройства необходимы в случае недостаточной мощности источника электроснабжения, когда прямой пуск электродвигателя требует принятия дополнительных технических мер в связи с высоким пусковым током.

Устройство плавного пуска может быть заменено ЧРП при обосновании в проекте.

Для исключения искажений питающей сети в комплекте с устройством плавного пуска и преобразователями частоты применяют специальные фильтрокомпенсирующие устройства.

6.9.16 Системы освещения оборудуют энергосберегающими светильниками, при этом:

- для помещений с использованием освещения более 8 ч в день используют светильники со светоотдачей не менее 100 лм/Вт;
- для помещений с кратковременным пребыванием персонала устанавливают датчики присутствия с управляющим сигналом на включение/отключение освещения или применяют системы дежурного освещения.

6.9.17 Для обеспечения электромагнитной совместимости электронного оборудования и систем, предназначенных для применения на электростанциях и электрических подстанциях, при компоновке объектов электростанций и электрических подстанций, руководствуются ГОСТ Р 51317.6.5.

6.9.18 Для зданий и сооружений на объектах обустройства месторождений нефти предусматривают молниезащиту.

6.9.19 Устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током, а также систему заземления для устройств молниезащиты выполняют в соответствии с [21].

6.10 Электрообогрев трубопроводов и оборудования

6.10.1 Электрообогрев предусматривают для наружных трубопроводов, которыми обеспечивается периодическая перекачка конденсирующихся или замерзающих газов и жидкостей.

6.10.2 Электрообогрев трубопроводов и оборудования осуществляют с применением саморегулирующих греющих кабелей, кабелей постоянной тепловой мощности и резистивно-индукционных систем, с обязательным наличием системы автоматического включения/отключения по датчику температуры

трубопровода (температуры перекачиваемой среды) и/или по датчику температуры наружного воздуха. Тип системы управления определяют при проектировании. При этом выполняют максимально эффективную теплоизоляцию трубопровода для минимизации нагрузки на электрообогрев или его отключения в резерв при нормальном режиме перекачки по трубопроводу.

6.10.3 Параметры поддержания электрообогревом требуемых температур устанавливают по результатам расчетов материального и теплового балансов технологического процесса. При этом требуемую температуру перекачиваемой среды определяют в конечной точке.

Тип системы управления (по температуре стенки обогреваемого трубопровода, по температуре окружающего воздуха либо комбинированное управление) определяют в проекте. Управление только по температуре поверхности трубопровода может привести к недогреву или перегреву отдельных участков трубопроводов.

При необходимости, в случае если имеется ограничение по превышению максимальной технологической температуры, в систему включают регулятор для контроля перегрева поверхности трубопровода.

6.10.4 Концевые коробки при применении саморегулирующих греющих кабелей рекомендуется предусматривать со светодиодной индикацией.

6.11 Связь

6.11.1 Общая часть

6.11.1.1 Настоящий 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 НПЗ;
- от пунктов сепарации до установок подготовки газа, КС, ЦПС;
- от ЦПС до сооружений магистрального транспорта газа или ГПЗ.

6.11.1.2 Производственная связь объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти должна соответствовать законодательству в области гражданской обороны.

Оборудование связи предусматривают в климатическом и пожаровзрывобезопасном исполнении, соответствующем месту установки.

Способы размещения и выбор оборудования обеспечивают возможность его обслуживания и ремонта без применения специальной техники — подъемников, автовышек и т. д.

Возможность круглогодичного ремонта обеспечивают конструкцией оборудования и его внешних соединений, в том числе при отрицательных температурах.

6.11.2 Виды производственной связи

6.11.2.1 На объектах обустройства месторождений нефти предусматривают следующие виды связи:

- сеть передачи данных;
- общепроизводственную телефонную связь;
- внутрипроизводственную диспетчерскую (селекторную) связь;
- громкоговорящую связь;
- радиовещание (проводное радиовещание) и радиотрансляцию;
- кабельные сети связи;
- СКС;
- проводные и беспроводные системы передачи данных для контролируемых и управляемых технологических объектов (среда передачи данных определяется проектом);
- систему видео-конференц-связи (по требованию заказчика);
- систему кабельного телевидения (по требованию заказчика);
- систему гостевого доступа в Интернет на основе сети Wi-Fi (по требованию заказчика);
- линии связи с удаленными объектами месторождения (кустами, скважинами, линейными объектами сборных трубопроводов и т. д.);
- внешние линии связи;
- систему 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 селекторная связь	громкоговорящая связь и радиотрансляция	структурированные кабельные сети	подвижная радиотелефонная связь
АБЗ	+	+	*	*	*	+	–
Операторная	+	+	*	*	*	+	–
ВЖК	*	+	–	–	*	+	–
КПП	*	+	–	–	+	+	–
Пожарное депо	+	+	+	–	+	+	–
Пожарная насосная	–	+	–	–	–	–	–
Котельная	–	+	–	–	–	–	–
ЗРУ	–	+	–	–	–	–	–
Насосная нефти	–	*	–	–	*	–	–
БКНС	–	+	–	–	–	–	–
Ремонтная мастерская	*	+	–	–	+	*	–
Склад материальный	*	+	–	–	+	*	–
Испытательная 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 определяют в ПД, исходя из производственной необходимости.

6.11.2.2 Для руководства и управления работой подразделений, служб и предприятий нефтедобычи предусматривают сеть передачи данных административно-хозяйственного назначения.

6.11.2.3 Сеть передачи данных административно-хозяйственного назначения в пределах технологических площадок (ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ и т. д.) предусматривают отдельной от сетей передачи данных систем АСУ ТП, безопасности и других при их наличии. Допускается логическое разделение сетей.

6.11.2.4 Сети передачи данных по технологическим площадкам проектируют 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.

6.11.2.5 Для руководства и управления работой подразделений, служб и предприятий нефтедобычи предусматривают общепроизводственную телефонную связь.

Общепроизводственную телефонную связь проектируют автоматической по коммутируемым телефонным каналам.

Для организации общепроизводственной связи допускается использование телефонных сетей общего пользования, в том числе сетей подвижной радиотелефонной связи.

6.11.2.6 Телефонные станции общепроизводственной телефонной связи размещают при АБЗ, ЦПС, УПН, ДНС, УПСВ.

При этом применяют современные электронные АТС преимущественно с применением IP-технологий.

6.11.2.7 Емкость автоматических телефонных станций определяют количеством включаемых абонентских точек с учетом перспективы развития месторождения нефти.

6.11.2.8 Телефонные станции ЦПС, УПН должны иметь возможность автоматического набора вышестоящих подразделений предприятия.

6.11.2.9 Внутрипроизводственная связь обеспечивает обмен информацией обслуживающего персонала, непосредственно управляющего технологическими процессами.

6.11.2.10 Для передачи информации между абонентами, имеющими постоянные технологические связи, предусматривают 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.

6.11.2.11 Для обеспечения передачи информации между узким кругом абонентов, имеющих постоянные административные связи (руководитель, главный инженер и др.), предусматривают селекторную связь.

Система селекторной связи предназначена для оперативной связи руководителя со своими подчиненными, создания конференций, совещаний, передачи объявлений.

6.11.2.12 Обеспечение объектов диспетчерской и селекторной связью возможно как с использованием специализированного оборудования, так и использованием дополнительных функций УПАТС.

6.11.2.13 Для обеспечения обслуживающего персонала объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды месторождений нефти подвижной радиосвязью применяют системы подвижной радиосвязи.

В качестве систем подвижной радиотелефонной связи предусматривают транкинговые, конвенциальные системы УКВ-радиосвязи, предназначенные для организации профессиональных сетей радиосвязи. Допускается использование услуг сети сотовой связи.

6.11.2.14 С целью доведения информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера и сигналов оповещения до операторов, руководящего состава и обслуживающего персонала производственных объектов предусматривают систему громкоговорящей связи и оповещения.

6.11.2.15 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.

Система выполняет также функцию распорядительно-поисковой связи.

6.11.2.16 Объекты месторождений нефти оснащают 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 проводят по требованию заказчика.

6.11.2.17 Сеть громкоговорящей связи может объединять функции радиотрансляции и системы оповещения согласно СП 134.13330.2012 (пункт 5.13.9). Центральное оборудование системы громкоговорящей связи и оповещения должно иметь возможность сопряжения с внешним источником оповещения о гражданской обороне и чрезвычайных ситуациях.

6.11.2.18 Кабельные сети связи по технологическим площадкам прокладывают для организации кабельной инфраструктуры всех сетей и систем связи.

6.11.2.19 Прокладывают кабельные сети связи (в том числе волоконно-оптические). Прокладку кабелей связи предусматривают в кабельных сооружениях: кабельных эстакадах, лотках, коллекторах, в кабельной канализации.

6.11.2.20 В случае отсутствия кабельных сооружений прокладка кабелей может проводиться в траншее, подвеской по опорам.

6.11.2.21 Структура и архитектура СКС — в соответствии требованиям ГОСТ Р 53246.

6.11.2.22 Телекоммуникационные помещения (аппаратные и кроссовые) размещают в каждом здании, которое подлежит оснащению СКС. В обоснованных случаях допускается совмещение функций телекоммуникационного помещения с аппаратной КИПиА, электрощитовой. 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.

6.11.2.23 При прокладке кабелей передачи данных СКСА по помещениям для минимизации влияния электромагнитных полей на кабели передачи данных придерживаются следующих расстояний до силовых кабелей, указанных 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	
Неэкранированный	Экранированный	150	75	40	
Экранированный	Экранированный	75	40	20	
Неэкранированный	Неэкранированный	600	500	300	Св. 5
Неэкранированный	Экранированный	300	250	150	
Экранированный	Экранированный	150	75	40	

6.11.3 Сооружения связи

6.11.3.1 Узлы связи размещают при ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ.

6.11.3.2 Узлы связи, как правило, размещают в отдельно стоящих блок-боксах промышленного исполнения или встроенных помещениях в АБЗ. Помещения узла связи отвечают специальным требованиям к ним в части строительных конструкций, размеров производственных площадей, сантехнических устройств, отделки помещений и т. д.

6.11.3.3 Блок-бокс связи поставляют на объект комплектным с целью обеспечения минимального объема строительно-монтажных и пусконаладочных работ непосредственно на месте установки блок-бокса.

6.11.3.4 Заземление узлов связи в соответствии с ГОСТ 464.

6.11.3.5 В случае необходимости размещения антенн радиорелейной связи, спутниковой, УКВ-радиосвязи, подвижной радиосвязи и системы ШБД на площадках узлов связи предусматривают антенные

опоры. Высоту опоры определяют, исходя из рельефа местности (пересеченность, высотные отметки отдельных объектов) и условий обеспечения радиосвязи с объектами месторождения нефти.

6.11.3.6 Способ организации внешних линий связи для организации связи узлов связи с удаленными объектами месторождения, между узлами связи производственных площадок ДНС, ЦПС, ПСП, связи с объектами сооружений магистрального транспорта нефти определяют в проекте.

6.11.3.7 Связь с эксплуатирующими организациями сооружений магистрального транспорта нефти или газа, объектов внешнего электроснабжения выполняют на основании технических условий, выдаваемых владельцами перечисленных сооружений.

6.11.3.8 В качестве внешних линий связи могут использоваться кабельные (оптические и медные), радиорелейные, спутниковые линии связи, возможно использование ШБД, ВОЛС, УКВ-радиосвязи.

6.11.3.9 При выборе способов организации связи с удаленными объектами месторождения учитывают местные условия (пересеченность местности, наличие вечной мерзлоты, способ прокладки промысловых трубопроводов, наличие ВЛ и пр.) и количество информации, которую требуется передавать.

6.11.3.10 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 вдольтрассовой ВЛ.

6.11.3.11 Подземные кабельные линии связи (преимущественно ВОЛС) располагают, как правило, с левой стороны трубопровода по ходу продукта. Изменение расположения ВОЛС по отношению к трубопроводу обосновывают и согласовывают с заказчиком. Расстояние между кабелями и трубопроводом для различных условий прохождения трассы определено в СП 36.13330.2012.

6.11.3.12 При надземных (надводных) переходах трубопровода через естественные и искусственные препятствия возможен вариант прокладки кабеля ВОЛС, защищенного трубой или кожухом с креплением к трубопроводу.

6.11.3.13 В случае наличия вдольтрассовых ВЛ подвеску ВОЛС можно проводить по опорам вдольтрассовой ВЛ.

6.11.3.14 При проектировании кабельных линий связи по эстакадам вдоль трубопровода возможен вариант подвески самонесущего кабеля ВОЛС на металлоконструкциях кабельной эстакады.

6.11.3.15 По территории технологических площадок прокладку кабелей связи предусматривают в земле, по электрическим и совмещенным с трубопроводами кабельным эстакадам, в кабельной канализации.

6.11.3.16 Прокладка кабелей в телефонной канализации в условиях возможного затекания газа не допускается.

6.11.3.17 Выбор способов прокладки ВОК связи на участках трассы, грунты которых подвержены мерзлотным деформациям, обосновывают в проекте.

6.11.3.18 Минимальные расстояния между кабелями связи при открытой совместной прокладке с прочими коммуникациями определяют проектом в соответствии с [29], СП 36.13330.2012, СП 133.13330.2012, СП 134.13330.2012.

Расстояния между кабелями связи при подземной прокладке с прочими коммуникациями определяют в проекте в соответствии с [29], СП 36.13330.2012.

В случае использования радиорелейных линий связи и спутниковой связи для организации канала связи промежуточные станции РРЛ и спутниковые терминалы размещают 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).

6.11.3.19 При проектировании обустройства месторождений в проектах систем автоматизации/управления, систем связи, локальных вычислительных сетях разрабатывают решения по информационной безопасности в соответствии с [31].

6.12 Теплоснабжение

6.12.1 В качестве теплоносителей принимают:

- для систем внутреннего теплоснабжения и отопления зданий — горячую воду, водяной пар и другие теплоносители в соответствии СП 60.13330.2016; для технологических нужд — горячую воду и/или 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.).

6.12.2 Мощность котельной определяют с учетом использования ВЭР в виде пара котлов-утилизаторов, горячей воды, избыточного тепла технологии через теплообменные аппараты и т. п.

Число и производительность котлов, установленных в котельной, выбирают в соответствии с требованиями СП 89.13330.2016.

При использовании ВЭР исключают возможность попадания в теплоносители вредных веществ.

Технологические аппараты, от которых могут поступать в тепловые сети вредные вещества, присоединяют 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 предусматривают установку пробоотборных точек для контроля вредных примесей в соответствии с СП 124.13330.2012.

6.12.3 В качестве основного топлива для котельных применяют газообразное топливо.

Для котельных нефтяных промыслов и вахтовых жилых комплексов, использующих в качестве топлива газ, аварийное топливо независимо от мощности котельных не предусматривают.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа к котельным, отнесенным к первой категории в соответствии с СП 89.13330.2016, предусматривают их подключение к двум независимым один от другого источникам питания (технологическим линиям). При невозможности подключения к двум источникам питания предусматривают аварийное жидкое топливо: нефть, дизельное, мазут. Вид аварийного топлива принимают на основании технико-экономических расчетов.

Емкость хранилищ жидкого топлива принимают в соответствии с СП 89.13330.2016.

6.12.4 ЦТП предусматривают при получении тепла от сторонних предприятий.

ЦТП размещают 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.

6.12.5 Устройство ИТП или узла ввода обязательно для каждого здания, строения, сооружения.

ИТП, узел ввода размещают 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 осуществляют в соответствии с СП 60.13330.2016 и СП 41-101—95.

6.12.6 Приборный учет тепловой энергии предусматривают:

- 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/ч узлы учета тепловой энергии, если узел учета установлен на источнике тепловой энергии и при этом источник теплоснабжения и объекты потребления принадлежат одному юридическому лицу).

6.12.7 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 в непроходных каналах или бесканальная прокладка.

При проектировании теплопроводов учитывают требования СП 124.13330.2012.

6.12.8 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 принимают 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 допускаются 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 осуществляют в соответствии с СП 124.13330.2012.

6.13 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

6.13.1 Отопление

6.13.1.1 Поддержание температуры воздуха в рабочей зоне помещений предусматривают только в помещениях с постоянным (более 2 ч непрерывно) пребыванием обслуживающего персонала. Категория работ обслуживающего персонала соответствует категории работ средней тяжести IIа.

6.13.1.2 Температуру воздуха в рабочей зоне помещений поддерживают плюс 10 °С при работе обслуживающего персонала до 2 ч непрерывно и при отсутствии технологических требований к температурному режиму помещений.

6.13.1.3 Производственные помещения с постоянными теплопоступлениями, достаточными для компенсации теплопотерь, в местностях со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 5 °С и ниже оборудуют системой дежурного отопления, рассчитанной на поддержание температуры плюс 5 °С при неработающем оборудовании.

6.13.1.4 В помещениях, имеющих приточную вентиляцию, предусматривают воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией для помещений категорий А и Б, что соответствует требованиям СП 60.13330.2016 (пункт 6.2.6) и [32].

Для систем приточной вентиляции, совмещенных с воздушным отоплением, предусматривают резервные приточные установки, обеспечивающие 100%-ное резервирование.

6.13.1.5 Для помещений, не имеющих приточной вентиляции, проектируют систему отопления с местными нагревательными приборами с учетом требований СП 60.13330.2016 (приложение Д).

6.13.1.6 Для помещений РУ, ТП, КТП, КИПиА и других, требующих приточной вентиляции для создания избыточного давления воздуха в них, проектируют воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При отсутствии приточной вентиляции проектируют систему отопления с местными нагревательными приборами.

6.13.1.7 В помещениях категорий В, Г и Д и вспомогательных помещениях предусматривают систему воздушного отопления или отопление местными нагревательными приборами в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

6.13.1.8 Для зданий и сооружений в районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже при постоянном присутствии обслуживающего персонала при возможности предусматривают не менее двух систем отопления, независимых друг от друга. Одну систему рассчитывают на поддержание в помещении температуры плюс 5 °С преимущественно местными нагревательными приборами, другую — на догрев до необходимой в помещении температуры.

6.13.1.9 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.), осуществляют электрическими нагревателями.

В электропомещениях и помещениях щитов и пультов управления КИПиА предусматривают электроотопление при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей и отсутствии необходимости приточной вентиляции для подпора. В защитовом пространстве отопительные приборы не устанавливают, проход между торцами рядов аппаратуры и выступающими частями отопительных приборов должен составлять не менее 500 мм. Расстояние от аккумуляторов до отопительных приборов — не менее 750 мм.

Обогрев блок-боксов объемом не более 200 м^3 с периодическим (менее 2 ч непрерывно) пребыванием обслуживающего персонала, выпускаемых промышленностью серийно с электрообогревом, осуществляют электрическими нагревателями.

6.13.1.10 Для технологических целей (поддержание оборудования и приборов в рабочем состоянии) в производственных и вспомогательных сооружениях КНС, БКНС, ДНС, УПСВ, ВРП, БНГ и других, расположенных на отдельных площадках и удаленных от источников тепла, работающих в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала, предусматривают электрические нагреватели, в том числе с вариантом применения инфракрасных нагревательных приборов, объемных воздухонагревателей или автоматизированных котельных.

6.13.1.11 В помещениях, проектируемых для районов со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже, у ворот предусматривают 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 предусматривают при необходимости.

Включение воздушной завесы блокируют с открыванием ворот. Автоматическое отключение завесы предусматривают после закрытия ворот и восстановления нормируемой температуры воздуха помещения.

6.13.1.12 При составлении тепловых балансов тепловыделения для расчета системы отопления принимают:

- тепловыделения от оборудования и трубопроводов в рабочую зону, если они постоянны;
- от работающих электродвигателей по формуле

$$\omega = 1000 \cdot N \cdot k_1 \cdot k_2 \frac{1-\eta}{\eta}, \text{ Вт/ч}, \quad (6.2)$$

где N — установленная мощность, кВт;

η — КПД двигателя;

k_1 — коэффициент загрузки двигателя;

k_2 — коэффициент одновременности;

- расход тепла на инфильтрацию наружного воздуха по расчету; для ориентировочных расчетов расход тепла на инфильтрацию допускается принимать как надбавку к теплопотерям в процентах по таблице 11;

Таблица 11 — Расход тепла на инфильтрацию наружного воздуха от теплопотерь 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.

6.13.1.13 Прокладка трубопроводов систем отопления под полом производственных помещений категорий А, Б не допускается.

При необходимости прокладку трубопроводов у ворот и дверных проемов проводят в каналах размером не более 400 × 400 мм, перекрытых съемными плитами и засыпанных песком.

6.13.1.14 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).

6.13.2 Вентиляция и кондиционирование

6.13.2.1 Во всех производственных помещениях следует предусматривать естественную, механическую или смешанную вентиляцию.

6.13.2.2 Положения ГОСТ 12.1.005 выполняют только для помещений с постоянным пребыванием обслуживающего персонала (более 2 ч непрерывно).

Для расчета общеобменной вентиляции температуру воздуха, удаляемого за пределами обслуживаемой или рабочей зоны из помещения со значительными теплопоступлениями, при работе обслуживающего персонала до 2 ч в смену и при отсутствии технологических требований к температурному режиму помещений допускается принимать плюс 40 °С.

6.13.2.3 Необходимый воздухообмен в производственных помещениях объемом более 500 м^3 рассчитывают 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^3	при наличии сернистых соединений в газах и парах в количестве более 0,05 г/м^3	
НГВС при газовом факторе свыше 250 м^3/т	6,5	8	1,2
НГВС при газовом факторе свыше 100 до 250 м^3/т	5	8	1,2
НГВС при газовом факторе до 100 м^3/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
ПНГ	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
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 принимают:

- 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.

6.13.2.4 Для производственных помещений объемом до 500 м^3 категорий А, Б (включая насосные по перекачке нефти и газокомпрессорные) без постоянного пребывания обслуживающего персонала (менее 2 ч непрерывно) проектируют 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 проводят автоматически от газоанализаторов при достижении 10 % НКПР газо-, паровоздушной смеси в воздухе рабочей зоны, во всех других случаях включение периодической вентиляции проводят нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 мин до входа персонала в помещение.

Систему вытяжной вентиляции периодического действия предусматривают с резервным вентилятором. Приточная вентиляция для этих помещений, а также дополнительная аварийная вентиляция не предусматриваются.

6.13.2.5 Для помещений категорий А, Б, заглубленных более чем на 0,5 м ниже уровня планировочной отметки земли, воздухообмен, определенный в соответствии с 6.15.2.3, увеличивается на трехкратный объем заглубленной части при наличии тяжелых взрывоопасных газов или паров (плотностью более 0,8 по воздуху).

Для трехкратного дополнительного воздухообмена предусматривают вытяжную систему с резервным вентиляционным агрегатом и вытяжкой из нижней зоны заглубленной части или этот дополнительный объем обеспечивают 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 предусматривают.

6.13.2.6 В заглубленных более чем на 1 м производственных помещениях категорий В, Г и Д, расположенных на площадках сооружений с возможными выделениями тяжелых взрывоопасных газов и паров (водонасосные, КНС и др.), предусматривают приточную вентиляцию с кратностью воздухообмена не менее трех.

Для этих систем предусматривают забор воздуха с высоты не менее 5 м от уровня земли с учетом расположения мест выброса тяжелых газов в атмосферу и направления ветров и установку резервного вентиляционного агрегата.

6.13.2.7 Для приямков и каналов, расположенных в помещениях категорий А, Б, применяют механическую вентиляцию от самостоятельной системы или от системы вентиляции помещения в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13 — Виды вентиляции для приямков и каналов

Тип помещения	Глубина каналов и приямков, м	Вид вентиляции, объем воздухообмена
С легкими газами и парами (плотностью 0,8 и менее до воздуху)	От 1 и более	Приточная, 10 объемов каналов и приямков в 1 ч
С тяжелыми газами и парами (плотностью более 0,8 по воздуху)	От 0,5 и более	Вытяжная, 20 объемов каналов и приямков в 1 ч
Примечание — При определении воздухообмена помещения объем воздуха для вентиляции каналов и приямков не учитывается.		

Системы вентиляции каналов и приямков должны иметь резервный вентиляционный агрегат.

6.13.2.8 Удаление воздуха, загрязненного вредными выделениями, системами общеобменной вентиляции из производственных помещений (кроме помещений с периодической вентиляцией по 6.15.2.4) осуществляют из зон наибольшего загрязнения воздуха в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14 — Зоны и объем удаляемого воздуха

Вредные выделения	Избытки тепла, ккал/м^3	Зона, объем удаления	Побуждение
Водород, легкие пары и газы	Св. 20	Верхняя, 100 %	Естественное или механическое
	До 20	Нижняя, 1/3	Механическое
		Верхняя, 2/3	Естественное или механическое
Тяжелые газы	Св. 20	Нижняя, 1/3	Механическое
		Верхняя, 2/3	Естественное или механическое
	До 20	Нижняя, 2/3	Механическое

Окончание таблицы 14

Вредные выделения	Избытки тепла, ккал/м^3	Зона, объем удаления	Побуждение
		Верхняя, 1/3	Естественное или механическое
Пыль		Нижняя	Механическое
Аммиак		Нижняя, 1/3	Механическое
		Верхняя, 2/3	Естественное или механическое

6.13.2.9 Воздухообмен в производственных лабораторных помещениях определяют по количеству удаляемого воздуха от вытяжных шкафов и укрытий.

6.13.2.10 При отсутствии вытяжных шкафов и укрытий предусматривают восемь воздухообменов в 1 ч по полному объему помещения.

6.13.2.11 Кроме механической вентиляции в производственных лабораториях предусматривают естественную вентиляцию из верхней зоны, рассчитанную на удаление воздуха в количестве 0,5 объема в 1 ч в нерабочее время, и открывающиеся части окон.

6.13.2.12 Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, определяют по скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа, принимаемом равным 0,2 м^2 на 1 м 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^3	Расчетная скорость, м/с
Св. 50	0,5
От 20 до 50 включ.	0,7
От 5 до 20 включ.	1,0
До 5 включ.	1,3

6.13.2.13 Подачу приточного воздуха в помещение лаборатории предусматривают в размере 90 % от количества воздуха, удаляемого вытяжными системами. Остальное количество воздуха подают в коридор.

6.13.2.14 Для интенсивного проветривания помещений объемом 500 м^3 и более категорий А, Б, а также помещений с вредными выделениями, в которых при аварии возможно внезапное поступление больших количеств вредных веществ, предусматривают аварийную вентиляцию.

6.13.2.15 Производительность систем аварийной вентиляции принимают из расчета:

- для помещений компрессорных и насосных станций сжиженного газа, производственных помещений с обращающимися или хранящимися сжиженными газами равной восьмикратному 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 восьми обменов в 1 ч по полному внутреннему объему помещения.

6.13.2.16 При наличии в помещении одной основной системы вентиляции, производительности которой достаточно для аварийного воздухообмена, предусматривают аварийную систему вентиляции или резервный агрегат в основной системе.

6.13.2.17 При наличии в помещении нескольких систем основной вентиляции, производительность которых достаточна для аварийного воздухообмена, резервирования вентиляционных агрегатов или систем не требуется.

6.13.2.18 Аварийная вытяжная вентиляция организованным притоком не компенсируется при наличии в помещении открытых отверстий для естественной вытяжной вентиляции достаточной площади. При включении аварийной вытяжной вентиляции в помещении создается разряжение, и через отверстия вытяжной естественной вентиляции в помещение поступает наружный воздух на возмещение расхода воздуха, удаляемого аварийной вентиляцией.

6.13.2.19 Воздухозаборные отверстия аварийной вентиляции располагают 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 проводят из верхней зоны, при наличии тяжелых газов — из нижней.

6.13.2.20 Включение систем аварийной вентиляции предусматривают автоматическим для взрывоопасных газов и паров при достижении 10 % НКПР газо-, паровоздушной смеси в воздухе рабочей зоны, для вредных веществ — при достижении ПДК.

При обслуживании помещения одной системой вытяжной вентиляции включение аварийной вентиляции проводят также при остановке этой вытяжной системы.

Кроме автоматического предусматривают также ручное включение аварийной вентиляции у основного входа в помещение.

При наличии в помещении нескольких систем аварийной вентиляции их пуск осуществляют нажатием одной кнопки.

6.13.2.21 Удаление газо-, паровоздушной смеси в атмосферу из систем вытяжной вентиляции выполняют в соответствии с СП 60.13330.2016.

6.13.2.22 Вентиляторы вытяжной вентиляции располагают снаружи здания на фундаментах или площадках.

В районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже вентиляторы вытяжных систем устанавливают в обслуживаемом помещении (в том числе в нефтенасосных и газокомпрессорных), а при обосновании — в специальных помещениях вентиляционных камер.

6.13.2.23 В районах со средней температурой наиболее холодной пятидневки минус 40 °С и ниже весовую скорость воздуха в сечении калориферов приточных систем принимают не выше 7 кг/м^2·с и обеспечивают постоянный циркуляционный расход теплоносителя через неработающие калориферы.

6.13.2.24 Кондиционирование воздуха предусматривают в соответствии с СП 60.13330.2016.

6.13.2.25 Выбор оборудования для кондиционирования воздуха проводят в зависимости от требований, предъявляемых к воздушной среде помещений. Для помещений небольшого объема, а также для помещений, где не требуется регулирования влажности, используют автономные кондиционеры. Для других помещений могут применяться центральные кондиционеры или типовые приточные камеры с оросительными секциями.

6.13.2.26 При выполнении приточной механической вентиляции, обеспечивающей подпор в электропомещения, помещения щитов и пультов управления КИПиА, приточные венткамеры, кратность воздухообмена принимают не менее пяти по полному объему помещения. Для систем приточной подпорной вентиляции предусматривают резервные приточные установки, обеспечивающие 100%-ное резервирование. Забор наружного воздуха системами приточной подпорной вентиляции осуществляют 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 предусматривают отключение в помещении всего электротехнического оборудования без средств взрывозащиты.

Вытяжные устройства предусматривают, если приточная вентиляция создает десяти и более кратный воздухообмен. Вытяжные устройства выполняют таким образом, чтобы избежать попадания влаги через них на электрооборудование и обеспечить требуемый подпор приточного воздуха в помещения.

6.13.2.27 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 [29] и техническими условиями заводов-изготовителей.

6.13.2.28 Систему вентиляции электродвигателей выполняют по разомкнутому или замкнутому циклу согласно техническим данным завода — изготовителя электродвигателя. При установке нескольких электродвигателей принимают, как правило, индивидуальные системы вентиляции для каждого двигателя.

При соответствующем обосновании, когда по конструктивным соображениям индивидуальные системы невыполнимы, для групп электродвигателей предусматривают общую (групповую) систему вентиляции.

6.13.2.29 В индивидуальных и групповых системах вентиляции электродвигателей предусматривают резервные приточные установки, обеспечивающие 100%-ное резервирование, сблокированные между собой, и фильтры для очистки воздуха от пыли при запыленности более 0,2 мг/м^3.

6.13.2.30 При устройстве групповой системы вентиляции электродвигателей по замкнутому циклу на группу электродвигателей дополнительно предусматривают самостоятельную систему предварительной продувки каждого электродвигателя перед пуском с производительностью, которая обеспечит пятикратный воздухообмен в контуре электродвигателя за выбранное время.

6.13.2.31 В системе вентиляции электродвигателей предусматривают:

- установку клапанов, отключающих неработающий резервный вентилятор от воздуховодов;
- установку автоматических обратных клапанов в пределах венткамеры, отключающих воздуховоды 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 воздуховодов в случае ремонта.

6.13.2.32 Воздуховоды систем вентиляции электродвигателей, как правило, прокладывают открыто. Воздуховоды выполняют 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 воздуховодов к продуваемому двигателю и для условий демонтажа.

Скрытая прокладка допускается как исключение в засыпных каналах в случае расположения мест подключения воздуховодов к электродвигателю ниже уровня пола. Воздуховоды должны быть без фланцевых соединений.

6.13.2.33 Выброс воздуха при разомкнутом цикле вентиляции электродвигателей, а также из коробок контактных колец предусматривают вне помещения со взрывоопасными производствами выше кровли на 1 м.

6.13.2.34 В приточных венткамерах обеспечивают приток воздуха в объеме не менее двукратного обмена воздуха в 1 ч с механическим побуждением.

В вытяжных венткамерах предусматривают удаление воздуха в объеме не менее однократного обмена воздуха в 1 ч с механическим побуждением.

Предусматривать проемы для естественного освещения в приточных и вытяжных венткамерах не требуется.

6.13.2.35 Для снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливают на виброизолирующих основаниях и снабжают мягкими вставками на всасывании и нагнетании. Гибкие вставки у вентиляторов для взрыво- и пожароопасных смесей предусматривают из негорючих материалов.

6.14 Защита от коррозии

6.14.1 При обустройстве месторождений нефти все 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 определяют степенью противокоррозионной защиты от разрушения при контакте с окружающей средой.

6.14.2 Систему антикоррозионной защиты назначают, исходя из условий эксплуатации, коррозионных свойств рабочей окружающей среды согласно ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 55990, ГОСТ 31385 и СП 28.13330.2017. Тип, конструкцию, материалы покрытий и изготовления, средства электрохимзащиты и другое определяют в проекте.

6.14.3 Для защиты от наружной атмосферной коррозии оборудования и трубопроводов, проектируемых надземно, применяют различные системы ЛКМ на основе эпоксидных, полиуретановых и других ЛКМ, обеспечивающих необходимый срок службы, как правило, не менее 15 лет.

6.14.4 ЛКМ, применяемые для защиты от атмосферной коррозии, соответствуют техническим требованиям, обеспечивающим качество и долговечность покрытия.

6.14.5 Выбор антикоррозионных покрытий осуществляют 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.

6.14.6 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 разрабатывают отдельную документацию 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.

6.14.7 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 коррозионно-стойких 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 определяют их эффективностью в каждом конкретном случае, а также экономической целесообразностью.

6.14.8 Использование ингибиторов коррозии является одним из основных методов защиты внутренней поверхности промысловых трубопроводов. Ингибиторная защита обеспечивает защиту, гарантирующую эксплуатацию промысловых трубопроводов в течение всего срока эксплуатации.

6.14.9 Контроль за коррозионными процессами и эффективность ингибиторной защиты определяют коррозионным мониторингом.

Система коррозионного мониторинга наружной и внутренней поверхностей трубопроводов — совокупность методов диагностирования, оценки агрессивности среды, измерения и расчета технологических параметров эксплуатации трубопропроводов, 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;
- контроль эффективности использования ингибиторной защиты;
- 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 определяют 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 (элементом) системы коррозионного мониторинга является узел контроля коррозии (или устройство контроля скорости коррозии как для наружной, так и внутренней поверхности).

Узел контроля коррозии — место на трубопроводе, оборудованное соответствующими техническими средствами для измерения скорости коррозии, отбора проб и т. д. Средства контроля устанавливают на наиболее ответственных участках трубопровода.

6.14.10 Защиту подземных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляют комплексно: защитными покрытиями и средствами ЭХЗ. Целесообразность применения средств ЭХЗ определяют с учетом требований ГОСТ Р 55990.

6.14.11 Основные положения по применению защитных покрытий определяют условиями строительства и эксплуатации трубопроводов и назначают согласно ГОСТ Р 51164.

6.14.12 Основным направлением повышения надежности 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.

6.14.13 Мероприятия по ЭХЗ проектируемых стальных трубопроводов, резервуаров разрабатывают в соответствии с ГОСТ Р 55990, ГОСТ 9.602, ГОСТ Р 51164, на основании природоохранного законодательства и других нормативных документов.

Выбор методов электрохимической защиты проводят 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. Защиту от коррозии трубопроводов осуществляют с минимальными затратами на их эксплуатацию при обеспечении требуемой надежности.

6.14.14 При параллельной прокладке действующих и проектируемых трубопроводов, а также когда имеется вредное влияние катодной поляризации одних сооружений на другие, применяют совместную ЭХЗ для этих сооружений.

6.14.15 Для защиты подземных трубопроводов от коррозии при наличии опасного влияния постоянных блуждающих токов применяют поляризованные дренажи, катодную поляризацию, протекторы, изолирующие вставки, а также перемычки на смежные подземные сооружения. Выбор того или иного метода защиты определяют путем 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 осуществляют при сближении на расстоянии менее 500 м или пересечении ЛЭП 220 кВ.

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.

6.15 Генеральный план

6.15.1 При проектировании объектов и сооружений обустройства месторождений нефти составляют разделы:

- схема планировочной организации земельного участка;
- проект полосы отвода для линейных сооружений.

6.15.2 В составе схемы планировочной организации земельного участка разрабатывают:

- ситуационный план (топографическая карта-схема), разрабатываемый 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.

6.15.3 На ситуационном плане (топографическая карта-схема) района строительства отображают объекты инфраструктуры месторождения нефти на местности и устанавливают рациональные внешние

инженерные, транспортные, производственные и хозяйственные связи проектируемого предприятия с другими предприятиями, а также с общей сетью дорог, границы санитарно-защитных, водоохранных и других зон ограниченного пользования, возможное развитие на перспективу, рациональное размещение объектов капитального строительства.

6.15.4 Схему размещения проектируемых площадок и линейных сооружений на территории месторождения нефти создают 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 предусматривает 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.

6.15.5 Генеральный план (планировочная организация земельного участка) объектов, зданий и сооружений обустройства месторождения нефти разрабатывают в соответствии с СП 18.13330.2011, требованиями настоящего национального стандарта и других, указанных в общей части настоящего раздела.

При разработке генерального плана (планировочная организация земельного участка) решают 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) разрабатывают с учетом технологической схемы производства, функционального зонирования территории по принципу единства производственного процесса, с учетом санитарно-гигиенических требований и пожарной безопасности, рельефа местности, рационального и экономного использования земельных участков и наибольшей эффективности капитальных вложений, преобладающего направления ветров.

Размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений проводят по их функциональному и технологическому назначению и с учетом взрывопожарной и пожарной опасности.

6.15.6 Размеры площадок под строительство объектов, зданий и сооружений определяют из условия размещения технологических сооружений, сооружений подсобно-вспомогательного назначения и инженерных коммуникаций на минимально-допустимых расстояниях.

6.15.7 Площадки УПН, УПГ, ЦПС, 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.

6.15.8 При размещении предприятий, объектов, зданий и сооружений нефтедобычи на прибрежных участках рек и других водных объектах планировочные отметки площадок для строительства принимают 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 %).

6.15.9 При разработке генерального плана (схемы генерального плана) наименьшие расстояния между зданиями и сооружениями объектов обустройства месторождений нефти принимают:

- 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.

6.15.10 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.

6.15.11 Расстояния, указанные в таблицах настоящего раздела, определяют:

- 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 с СП 18.13330.2011;
- для факельных установок — до оси ствола факела.

6.15.12 Наружные технологические установки размещают 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.

6.15.13 Расстояние от производственных зданий и сооружений до аварийных и дренажных емкостей принимают по таблице 17.

6.15.14 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 определяют 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 обеспечивают 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.

6.15.15 Расстояние от факельного ствола до ограждения, а также между факельными стволами принимают по данным теплотехнического расчета.

6.15.16 На земельных участках, не занятых зданиями и сооружениями, сохраняют естественный рельеф и предусматривают вертикальную планировку только в случаях необходимости отвода поверхностных вод.

Вертикальную планировку выполняют с учетом существующего рельефа, климатической характеристики района местности и требований по высотным отметкам для функционирования технологического процесса.

6.15.17 Внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации проектируют как единую систему с размещением их в отведенных технических полосах (коридорах).

6.15.18 Способ прокладки инженерных сетей, а также расстояния между ними принимают с учетом настоящего стандарта и СП 18.13330.2011.

6.15.19 Внутриплощадочные автомобильные дороги к объектам, зданиям и сооружениям проектируют в соответствии с требованиями СП 37.13330.2012.

6.15.20 Минимальные расстояния от населенных пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей до промысловых трубопроводов принимают 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	Промышленные и сельскохозяйственные предприятия	ВЛ (6 кВ и выше)	Электроподстанции (110/35/6 кВ, 35/6 кВ)
Устья нефтяных скважин — фонтанных, газлифтных, оборудованных ЭЦН	300	500	100	60	100
Устья нефтяных скважин со станками-качалками, устья нагнетательных скважин	150	250	50	30	50
Здания и сооружения по добыче нефти (ИУ, СУ, ДНС, КНС, КС, УПН, УПГ, УПСВ, ЦПС)	300	500	100	[22]	80
Факел для сжигания газа	300	500	100	60	100
Свеча сброса газа	300	500	100	30	60

Примечания

1 Минимальные расстояния от объектов обустройства нефтяных месторождений до объектов магистральных трубопроводов принимают в соответствии с СП 36.13330.2012.

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-технический 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 эксплуатационных нефтяных и газлифтных скважин	5	5	9	30	30	30	39	39	39	100 ++	30	39	39	9	30	5	9	9	39	9	15	25/12	24	30	39
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	25/12	24	30	39
3 ИУ, СУ	9	9	+	+	+	+	15	+	15	60	30	9	9	+	9	9	9	9	15	+	9	25/12	++	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

Продолжение таблицы 17

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
5 ДСНС	30	15	+	+	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	15	9	9	15	+	9	++	++	18	39
6 ДМНС	30	15	+	+	+	+	15	+	15	60	30	+	+	+	15	15	9	9	15	+	9	++	++	18	39
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 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. таблицу 20	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
12 КС газлифта	39	24	9	15	+	+	15	+	18	100	30	+	9	+	15	24	9	9	18	9	9	++	++	30	30
13 УПГ	39	24	9	15	+	+	15	+	18	100	30	9	+	+	15	24	9	9	18	+	9	++	++	30	30
14 Блоки газораспределительной аппаратуры, 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 КНС, БКНС	30	15	9	15	15	15	15	15	15	60	30	15	15	15	+	15	+	9	15	9	9	++	++	9	30
16 ШНС	5	5	9	9	15	15	24	15	24	100	30	24	24	9	15	+	9	9	15	9	15	$\frac{25}{12}$	24	30	39
17 ВРП, 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, емкости для сбора поверхностных (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 закачки химреагентов, ингибиторов коррозии и метанола	9	9	+	+	+	+	12	+	15	60	30	9	+	9	9	9	9	9	15	+	9	++	++	18	30

Окончание таблицы 17

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
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 ТП до 10 кВ и РУ: открытые закрытые, дизельные электростанции	25/12	25/12	25/12	++	++	++	++	++	15	60	60	++	++	++	25/12	25/12	25/12	9	++	++	9	+	+	++	++
23 Пункт контроля и управления	24	24	++	++	++	++	++	++	9	60	60	++	++	12	++	24	++	9	9	++	9	+	+	++	++
24 Вагон — дом 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 (производственно-бытовой блок, столовая, складское помещение для вспомогательного оборудования, котельная)	39	39	39	39	39	39	39	39	39	100	100	30	30	30	30	39	30	30	39	30	9	++	++	++	++

«+» — расстояния не нормируются.
«++» — расстояния определяют в ПД.

Примечания
1 В графе 22 расстояния, указанные дробью: в числителе — до открытых ТП и РУ, в знаменателе — до закрытых ТП и РУ.
2 Расстояния между устьями одиночной эксплуатационной и бурящейся скважин принимают не менее высоты вышки плюс 10 м.
3 Сокращать расстояния можно за счет применения в проектах компенсирующих мероприятий.

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
1 КС горючих газов	++	15	+	18	+	+	100	39	24	18	30	9	20	30	100	30	++	30
2 УПН, УПГ	15	+	+	15	+	+	100	++	15	9	30	9	20	30	100	30	++	30
3 Узлы учета нефти и газа, узлы ввода реагентов, нефтенасосные	+	+	+	15	+	+	60	15	15	9	15	9	20	30	100	30	++	30

Продолжение таблицы 18

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
4 Печи и блоки огневого нагрева нефти и газа	18	15	15	+	15	18	60	++	18	30	30	15	20	30	100	15	9	30
5 УПСВ	+	+	+	15	+	+	60	++	15	9	30	9	20	30	100	30	++	30
6 КСУ	+	+	9	18	+	+	60	30	15	18	30	9	20	30	100	30	++	30
7 Факелы для аварийного сжигания газа	100	100	60	60	60	60	++	100	100	60	60	60	60	100	100	100	60	100
8 РВС нефти и нефтепродуктов	39	++	15	++	++	30	100	++	++	++	30	18	++	++	100	++	++	100
9 Наземные склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей емкостью до 2000 м^3 (склады масел, метанола, реагентов и других легковоспламеняющихся и горючих жидкостей)	24	15	15	18	15	15	100	++	++	30	15	18	++	30	100	30	++	30
10 Очистные сооружения (открытые нефтеловушки, пруды-отстойники, шламовый амбар, канализационные насосные станции производственных стоков)	18	9	9	30	9	18	60	++	30	см. таблицу 19	см. таблицу 19	15	30	30	100	30	++	30
11 Очистные сооружения по закрытой системе: насосные станции, флотационные установки, резервуары-отстойники	30	30	15	30	30	30	60	30	15	см. таблицу 19	см. таблицу 19	15	20	30	100	30	++	30
12 Отдельно стоящие производственные здания с помещениями категории Д (КС воздуха, насосные станции оборотного водоснабжения и другие аналогичные здания)	9	9	9	15	9	9	60	18	18	15	15	++	++	++	++	++	9	30
13 Противопожарные насосные станции и помещения для хранения пожарного оборудования и огнегасящих веществ	20	20	20	20	20	20	60	++	++	30	20	++	++	++	++	++	++	30
14 Ремонтно-механические мастерские, гаражи, склады материалов и оборудования, вспомогательные помещения	30	30	30	30	30	30	100	++	30	30	30	++	++	++	++	++	++	30
15 БПО	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	++	++	++	++	++	++	30
16 Котельные	30	30	30	15	30	30	100	++	30	30	30	++	++	++	++	++	++	30
17 Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления КИПиА	++	++	++	15	++	++	60	++	++	++	++	9	++	++	++	++	++	30
18 Газотурбинная установка	30	30	30	30	30	30	100	100	30	30	30	30	30	30	30	30	30	+

Окончание таблицы 18

«+» — расстояния не нормируют.
«++» — расстояния определяют в ПД.

Примечания

1 Расстояние от неогневой стороны аппарата нагрева нефти, газа и реагентов (см. поз. 3) до технологических установок допускается уменьшать до 9 м.

2 Расстояние до прочих зданий и сооружений от компрессорных станций и насосных агрегатов принимают как от открытой технологической установки.

3 Расстояния от зданий и сооружений до закрытых и открытых электроподстанций и распределительных устройств принимают в соответствии с ГОСТ 31610.10 и определяют в ПД.

4 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 %.

5 При определении расстояний между печами (поз. 4—4) учитывают требования таблицы 20.

6 Расстояния до помещений и зданий с постоянным присутствием рабочей смены определяют с учетом [33].

Таблица 19 — Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями систем канализации

Здания и сооружения	Минимальные расстояния, м					
	Нефтеловушки площадью до 400 м^2 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^2 или резервуары стальные вертикальные для статического отстоя нефтесодержащих сточных вод, сборники уловленной нефти с погружными насосами и без них	+	18	18	30	30	100
Пруды-отстойники	18	+	18	30	30	100
Здания насосных станций для перекачки нефтесодержащих сточных вод, флотационные установки	18	18	+	30	30	100
Сооружения биологической, биохимической и механической очистки бытовых стоков	30	30	30	+	+	48
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	+

«+» — расстояния не нормируют.
«++» — расстояния принимают в соответствии с СП 36.13330.2012.

Примечание — При площади нефтеловушек более 400 м^2 расстояние между ними принимают равным 9 м.

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
До технологического оборудования и эстакад с горючими продуктами, расположенных вне зданий при давлении в системе аппаратов и коммуникаций выше 0,6 МПа	15
До производственных зданий и помещений категорий А, Б, В, вспомогательных и подсобно-вспомогательных зданий и помещений независимо от категорий производства при наличии оконных, дверных проемов в сторону аппаратов огневого нагрева	15
До производственных зданий и помещений категорий А, Б, В, вспомогательных и подсобно-вспомогательных зданий и помещений независимо от категорий производства 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 категорий А, Б	10

6.16 Автомобильные дороги

6.16.1 При проектировании сооружений автомобильных дорог на территории месторождений нефти руководствуются СП 37.13330.2012, СП 34.13330.2012, ГОСТ 21.701, [34].

6.16.2 Для транспортного обслуживания предприятий, объектов, зданий и сооружений нефтедобычи предусматривают:

- межплощадочные автомобильные дороги, в том числе:

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;

- внутриплощадочные автомобильные дороги к зданиям и сооружениям, расположенным на территории площадок ЦПС, УПН, УПГ, ДНС, УПСВ, КС, ПСП, КНС;
- зимние автодороги.

6.16.3 Проектирование автомобильных дорог проводят, 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 нормам;
- 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.

6.16.4 Требования на строительство автомобильных дорог или обеспечение возможности подъезда к тем или иным объектам, зданиям и сооружениям нефтяного промысла, их классификацию 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.) определяют в проекте с учетом

объективных факторов района расположения месторождения нефти и близости от транспортных магистралей.

6.16.5 Для вспомогательных автомобильных дорог с невыраженным грузооборотом параметры элементов плана и продольного профиля определяют в соответствии с СП 37.13330.2012.

6.16.6 При проектировании земляного полотна учитывают 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.

6.16.7 Высоту насыпи определяют в соответствии с основными положениями СП 34.13330.2012.

6.16.8 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, быстротоков, испарительных бассейнов, поглощающих колодцев и т. д.).

6.16.9 В качестве водопропускных сооружений используют железобетонные, металлические электросварные, гладкостенные из гофрированных элементов трубы согласно СП 35.13330.2011, СП 46.13330.2012, [35].

Трубы проектируют капитального типа. При этом нижняя часть несрезаемой трубы выступает из насыпи на уровне ее 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 назначают, 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), предусматривают только безнапорный режим работы.

6.16.10 При проектировании водопропускных труб на переходах малых и средних водотоков в местах возможного образования наледи проектируют водопропускное сооружение совместно с противоналедными мероприятиями согласно СП 35.13330.2011 (пункт 5.8).

На постоянно действующих водотоках предусматривают строительство мостов, которые позволяют сохранить тепловой и водный безнапорный режим водотока. Проектирование мостов выполняют в соответствии с СП 35.13330.2011, СП 46.13330.

6.16.11 Обустройство дороги, организация и безопасность движения

Для организации безопасности движения и ориентации водителей, проектируемые автодороги оборудуют дорожными знаками и указателями в соответствии с СП 34.13330.2012, ГОСТ Р 52289.

Расстановка дорожных знаков принята по ГОСТ Р 52289, их форма, размеры, цвета раскраски приняты в соответствии с ГОСТ Р 52290 или ГОСТ 32945.

Опоры дорожных знаков приняты в соответствии ГОСТ 32948.

Направляющие устройства в виде сигнальных столбиков, расстановка и конструкция предусматриваются в соответствии с СП 34.13330.2012, ГОСТ Р 50970 или ГОСТ 32843, ГОСТ Р 52289.

Дорожные ограждения применяют разрешенные для эксплуатации в установленном порядке. Расстановка их предусмотрена в соответствии с ГОСТ Р 52289, СП 34.13330.2012.

6.17 Материальное исполнение и прочностные расчеты

6.17.1 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 полимерно-металлические.

6.17.2 Выбор материального исполнения стальных трубопроводов проводят в зависимости от конкретных условий работы:

- промысловые трубопроводы — по ГОСТ Р 55990;
- технологические трубопроводы — по ГОСТ 32569.

6.17.3 При проектировании объектов обустройства месторождений нефти, в продукции скважин которых содержится сероводород, применяют трубы, изготовленные из сталей повышенной коррозионной стойкости, трубы с внутренним антикоррозионным покрытием или неметаллические трубы в соответствии с ГОСТ Р 53678, ГОСТ Р 53679.

6.17.4 Выбор материального исполнения и расчет технологических аппаратов выполняют в соответствии с ГОСТ 34347.

6.17.5 Выбор материального исполнения и расчет стальных вертикальных резервуаров выполняют в соответствии с ГОСТ 31385.

6.17.6 Для изготовления стальных металлоконструкций и опор под трубопроводы применяют углеродистые или низколегированные хладостойкие стали. Материальное исполнение опор, привариваемых к трубопроводу, должно соответствовать материалу трубопровода.

6.17.7 Для удобства монтажа, исключения сварочных работ при монтаже скользящих опор для трубопроводов применяют корпусные хомутовые опоры.

6.17.8 Материалы для изготовления стальных металлоконструкций (площадки обслуживания, лестницы, ограждения, нетиповые изделия) выбираются в соответствии с СП 16.13330.

6.17.9 При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и металлоконструкций и их элементов допускают к применению все промышленные методы сварки, обеспечивающие необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений.

6.17.10 При выборе технологий сварки предпочтение отдают высокопроизводительным методам сварки, обеспечивающим необходимый темп строительства, требуемое качество сварных соединений и выполнение нормативных требований к свойствам сварных соединений.

6.17.11 Технология проведения сварочных работ, применяемые сварочные материалы и методы контроля качества сварных швов отвечают условиям сохранения целостности трубопроводов и его функциональных параметров до окончания срока эксплуатации. Технология сварки и сварочные материалы обеспечивают равную прочность и коррозионную стойкость сварных швов и основного металла.

6.17.12 Характеристика сварочных материалов и техника проведения сварочных работ обеспечивают надлежащую прочность и жесткость сварных швов из условия способности этих швов выдерживать значительный уровень пластической деформации (то есть разрушение трубы должно происходить до разрушения сварного шва или зоны его влияния).

6.17.13 Сварку металлоконструкций, сборочных узлов проводят в соответствии с СП 16.13330.2011.

6.17.14 После выбора материального исполнения трубопровода выполняют расчет толщин стенок труб и соединительных деталей трубопроводов.

6.17.15 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.

6.17.16 Увеличение расчетной толщины стенки труб на компенсацию коррозионного износа обосновывают расчетами.

6.17.17 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, принимают:

- температуру наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, 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.

6.17.18 Расчет на прочность промысловых трубопроводов выполняют согласно ГОСТ Р 55990.

6.17.19 Расчет на прочность технологических трубопроводов выполняют согласно ГОСТ 32388.

6.17.20 Подземные трубопроводы проверяют расчетом на общую устойчивость и устойчивость против всплытия.

6.17.21 Подземные трубопроводы, прокладываемые в ММГ, необходимо также рассчитывать на просадки и пучения.

6.17.22 Прочностной расчет трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются пропарке, рассчитывают с учетом температуры пропарки, которая определяется параметрами рабочей среды.

6.17.23 Трубопроводы проектируют с учетом температурной деформации, которая определяется разницей температур монтажа и рабочей температурой.

6.17.24 Для исключения или уменьшения температурных деформаций в трубной обвязке применяют различного типа и видов компенсаторы.

6.17.25 В высокотемпературных трубопроводах при соответствующем обосновании компенсаторы проектируют с предварительной растяжкой. Для обеспечения работы компенсаторов, а также для ограничения нежелательных перемещений трубопроводов предусматривают установку неподвижных опор, упоров или других ограничителей перемещений трубопроводов.

6.18 Экологическая безопасность

6.18.1 Для обеспечения экологической безопасности при проектировании объектов обустройства месторождений нефти соблюдают следующее:

- при размещении, строительстве и эксплуатации объектов обустройства месторождений нефти в ПД предусматривают эффективные меры по сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов, сбору нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, которые должны быть безопасными для окружающей среды, обеспечивать снижение негативного воздействия нефтегазодобычи на окружающую среду и возмещение вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации объектов;
- обустройство (строительство и эксплуатация) месторождений нефти допускается при наличии проектов восстановления загрязненных земель в зонах временного и/или постоянного использования земель, положительного заключения государственной экспертизы ПД, положительного заключения государственной экологической экспертизы по ПД, являющейся объектом государственной экологической экспертизы в соответствии законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды;
- на объектах I категории стационарные источники, перечень которых устанавливается Правительством Российской Федерации, оснащают 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 массе выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ и 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 [35].

6.18.2 В ПД на обустройство месторождений нефти положения настоящего стандарта по экологической безопасности технологических процессов, объектов нефтегазодобычи обеспечивают 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;
- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с пользованием недрами;
- предотвращение размещения отходов производства и потребления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения.

6.18.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земель, включающие в себя в соответствии с [36]:

- снижение землеемкости проектируемого объекта за счет 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 загрязненных 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 также при авариях.

6.18.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха, включающие в себя в соответствии с [37]:

- планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов от нефтегазодобывающих объектов и сооружений, включая производственную инфраструктуру, на вахтовые жилые комплексы и близлежащие населенные пункты, предусматривающие расположение объектов нефтегазодобычи (инфраструктуры) и вахтовых жилых комплексов и близлежащих населенных пунктов с учетом господствующих направлений ветра;
- разработку проекта расчетного (предварительного) размера СЗЗ с расчетом 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 введенными 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.

6.18.5 Мероприятия по охране водных объектов, предотвращение их загрязнения, засорения и истощения, включающие в себя в соответствии с [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 водоохранных 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, 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.

6.18.6 Мероприятия по охране лесов и иной растительности, включающие в себя в соответствии с [38]:

- 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 истечении срока их эксплуатации в соответствии с законодательством Российской Федерации, 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.

6.18.7 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 [39], [40]:

- 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 к 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, предусматривающихся к сбросу 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).

6.18.8 Мероприятия по предотвращению, смягчению и уменьшению негативного воздействия отходов на окружающую среду, включающие в себя в соответствии с [41]:

- 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 обработки, утилизации, обезвреживания, размещения, транспортирования;

- раздельный 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 Российской Федерации 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.

6.18.9 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 [42] 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 [43];

- 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 [44];

- 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 [45].

6.18.10 Мероприятия по предотвращению, 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 нефтегазодобывающих объектов обустройства месторождений нефти и производственной инфраструктуры в соответствии с [46].

7 Информационное моделирование

7.1 Процесс проектирования объектов обустройства месторождений нефти осуществляют с применением технологий информационного моделирования для формирования информационной модели объекта, содержащей графическую и атрибутивную информацию о проектируемом или уже существующем объекте. Информационную модель целесообразно использовать в качестве централизованного структурированного электронного хранилища проектной документации и иной информации об объекте проектирования.

8 Управление изменениями

8.1 Актуализация настоящего стандарта потребуется в случаях:

- изменения законодательства Российской Федерации, регулирующего добычу нефти;
- изменения (ввод 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 «Об утверждении Правил 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 3 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 Российской Федерации»

[11] Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах»

[12] 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)

[13] Ведомственные нормы технологического проектирования ВНТП 01/87/04—84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования»

[14] Постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»

[15] Постановление Правительства Российской Федерации от 26 августа 2013 г. № 730 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах»

[16] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

[17] СН 2.2.4/2.1.8.562—96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»

[18] СН 2.2.4/2.1.8.566—96 «Производственная вибрация, 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 7 ноября 2016 г. № 461)

[21] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7 (утверждены Приказом Минэнерго России от 8 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 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»

[24] МИ 2693—2001 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения»

[25] Правила учета газа (утверждены Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2013 г. № 961)

[26] Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации»

[27] Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[28] РМГ 63—2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации»

[29] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 6 (утверждены Минэнерго СССР 1 января 1985 г.)

[30] СанПиН 2.1.4.1074—01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»

[31] Приказ Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России) от 14 марта 2014 г. № 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»

[32] Ведомственные строительные нормы ВСН 21—77 «Инструкция по проектированию отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий»

[33] 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)

[34] Ведомственные строительные нормы ВСН 26—90 «Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири»

[35] Постановление Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2015 г. № 1029 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

[36] Федеральный закон от 25 октября 2001 г. № 137-ФЗ «О введении в действие Земельного кодекса Российской Федерации»

[37] Федеральный закон Российской Федерации от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

[38] Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 г. № 200-ФЗ

[39] Федеральный закон Российской Федерации от 20 декабря 2004 г. № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»

[40] Федеральный закон Российской Федерации от 24 апреля 1995 г. № 52-ФЗ «О животном мире»

[41] Федеральный закон Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»

[42] Федеральный закон Российской Федерации от 14 марта 1995 г. № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»

[43] Федеральный закон Российской Федерации от 7 мая 2001 г. № 49-ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации»

[44] Федеральный закон Российской Федерации от 30 апреля 1999 г. № 82-ФЗ «О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации»

[45] Федеральный закон Российской Федерации от 25 июня 2002 г. № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»

[46] Федеральный закон Российской Федерации от 30 марта 1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»

УДК 622.692:006.354 ОКС 75.020

Ключевые слова: объекты обустройства, месторождение нефти, технологическое проектирование

БЗ 4—2019/40

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Р. Ароян*
Компьютерная верстка *Ю.В. Поповой*

Сдано в набор 13.03.2019. Подписано в печать 29.03.2019. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 14,42. Уч.-изд. л. 13,05.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Создано в единичном исполнении ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

ОКС 75.020

Поправка к ГОСТ Р 58367—2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Подпункт 6.2.3.6	(пункт 9.5)	(подраздел 9.3)
Таблица 18. Подзаголовок графы «4» для строки 17	15	9

(ИУС № 7 2022 г.)

gost.e-ecolog.ru