СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА
«ГАЗПРОМ»

НОРМЫ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

СТО ГАЗПРОМ НТП 1.8-001-2004

Издание официальное

Открытое акционерное общество «Газпром»
ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности»

Москва
2004

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

РАЗРАБОТАН	ОАО «ВНИПИгаздобыча»
СОГЛАСОВАН	Управлениями ОАО «ГАЗПРОМ»: Управлением по добыче газа и газового конденсата Управлением по подземному хранению газов и жидких углеводородов Управлением проектирования и экспертизы Государственными органами надзора: Госгортехнадзором России ГУГПС МЧС России Обществами и организациями ОАО «ГАЗПРОМ»: ООО «ВНИИГАЗ» ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» ООО «ТюменНИИГИПРОГАЗ» ДОАО «ЦКБН» ООО «ГАЗНАДЗОР» ООО «ГАЗОБЕЗОПАСНОСТЬ» ФГУ ВНИИПО МЧС России УГПН МЧС ЯМАО
ВНЕСЕН	Управлением проектирования и технического нормирования Департамента стратегического развития ОАО «Газпром»
УТВЕРЖДЕН	Приказом Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б Миллера от 21 октября 2004 г. № 93
ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ОАО «Газпром» с 15 ноября 2004 г.
ИЗДАН	Обществом с ограниченной ответственностью «Информационно-рекламный центр газовой промышленности» (ООО «ИРЦ Газпром»)
ВЗАМЕН	ВНТП 01-81 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа»

Настоящий нормативный документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Управления проектирования и технического нормирования ОАО «Газпром»

© Оформление, печать ООО «ИРЦ Газпром», 2004

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ V

1 Общие положения 1

2 Основные понятия, термины и определения 3

3 Состав газодобывающих предприятий (МГДП, ГДП) и станций подземного хранения газа (СПХГ), генеральные планы 7

4 Оборудование и обвязка устьев скважин 17

5 Система сбора газа 21

6 Технологические схемы установок подготовки газа и газового конденсата к транспорту 23

7 Установки подготовки газа 24

8 Установки сероочистки газа 27

9 Установки стабилизации конденсата 30

10 Установки переработки конденсата 33

11 Установки получения серы 34

12 Выбор и компоновка оборудования и аппаратуры 35

13 Технологические и промысловые трубопроводы 38

14 Узлы учета продукции ГДП и СПХГ 47

15 Склады ингибиторов, конденсата и нефтепродуктов 50

16 Дожимные компрессорные станции и компрессорные станции ПХГ 52

17 Системы сброса газа и жидких продуктов 55

18 Предотвращение гидратообразования в узлах и трубопроводных системах 59

19 Предотвращение коррозии 61

20 Автоматизация технологических процессов 65

21 Производственная связь и сигнализация 71

22 Электроснабжение и электрооборудование 73

23 Водоснабжение и канализация 77

24 Теплогазоснабжение, отопление и вентиляция 81

25 Установки сжатого воздуха 88

26 Система снабжения производства инертным газом 89

27 Производственная лаборатория 91

28 Нормативно-технологические показатели 92

29 Организационная структура управления и нормативная численность обслуживающего персонала 100

30 Фонд времени и режим работы рабочих, ИТР и служащих 105

31 Степень использования основного оборудования и материалоемкость строительства 106

32 Использование топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды 107

33 Механизация трудоемких работ 108

34 Охрана окружающей среды 112

35 Охрана труда 117

36 Надежность и промышленная безопасность объектов МГДП, ГДП и СПХГ 118

37 Требования пожарной безопасности 120

38 Технико-экономические показатели 121

Перечень сокращений 127

Приложение А Исходные данные для проектирования обустройства МГДП и ГДП 129

Приложение Б Исходные данные для проектирования обустройства ПХГ 130

Приложение В Ряд мощностей технологических установок подготовки газа ГДП 132

Приложение Г Ряд мощностей технологических установок подготовки газа СПХГ 133

Приложение Д Ряд мощностей технологических установок подготовки газа маломощных газодобывающих предприятий (МГДП) 134

Приложение Е Типовые организационные структуры управления ГДП 135

Приложение Ж Типовая структура управления СПХГ 138

Приложение И Удельные расходы ТЭР на собственные нужды и потери 139

Приложение К Основные технико-экономические показатели обустройства МГДП, ГДП 140

Приложение Л Основные технико-экономические показатели обустройства СПХГ 142

Приложение М Расчет годовых эксплуатационных расходов и себестоимости добычи газа и газового конденсата (схема расчета) 144

Приложение Н Перечень нормативных документов, содержащих требования к проектированию объектов МГДП, ГДП И СПХГ 146

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа (Далее – «Нормы...») разработаны в качестве стандарта организации.

При разработке настоящих «Норм...» в качестве определяющего документа принят СНиП 10-01-94 «Система нормативных документов в строительстве. Основные положения», согласно которому главной направленностью вновь разрабатываемых нормативных документов должна являться защита прав и охраняемых законом интересов потребителей продукции, общества и государства при развитии самостоятельности и инициативы акционерных обществ, предприятий, организаций и специалистов. Согласно этому положению настоящие «Нормы...» устанавливают требования к строительной продукции, которые должны быть достигнуты в процессе проектирования и строительства.

Настоящий нормативный документ предназначен для замены ВНТП 01-81 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа» и направлен на решение перечисленных проблем

Редакционная коллегия: В.И. Милованов, М.Ю. Мокеев, В.Е. Логинова, В.Ф. Зобков, Н.Ф.Пантюхин, В.А.Фишер, Н.А.Булыкина, А.Н.Васин, А.Н. Дыкман, Ю.А. Лекеников, В.М. Мокроусов, О.Е. Кузнечиков, В.А. Аншаков, С.К. Мрочек, В.М. Лаптев, А.Е.Калягин, В.О.Горбунов, Е.А.Клейменов, В.А. Сорокованов, И.Л. Курбанов, О.А.Архангельская (ОАО "ВНИИГАЗДОБЫЧА"),
В.Г. Чакубаш, В.В. Коломийцев, Б.Б. Шагковский (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ").

При участии сотрудников ОАО "ГАЗПРОМ":
Н.И. Кабанова, С.А. Хана, И.В. Мещерина, С.В. Поддубского, В.Н. Пугаченко, А.М. Добоньян, В.И Шведовой,

сотрудников ООО "ВНИИГАЗ":
А.М. Сиротина, В.С. Юшиной, Ю.А. Лаухина,

сотрудников ДОАО "ЦКБН".
Ь.С. Палей, Г.Н. Бекетова,

сотрудников ООО "ТюменНИИГИПРОГАЗ":
Э.П. Шишкина, Н.И. Базулина, Н.С. Козлова,

сотрудников ООО "ГАЗОБЕЗОПАСНОСТЬ":
Н.А Яковенко, А.В. Никитина,

сотрудников ООО "ГАЗНАДЗОР":
В.И. Эристова, Р.Г. Тороповой.

СТАНДАРТ ОАО «ГАЗПРОМ»

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

Дата введения 2004-11-15

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящие нормы технологического проектирования устанавливают требования к проектированию вновь строящихся, расширяемых и реконструируемых маломощных газодобывающих предприятий (МГДП) на малых месторождениях, газодобывающих предприятий (ГДП) на средних и крупных месторождениях и станций подземного хранения газа (СПХГ). Требования «Норм...» обязательны к применению для всех дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром», в том числе при их взаимодействии с лицами, выполняющими работы (оказывающими услуги) в соответствии с заключенными с ними договорами.

Примечание: по величине запасов свободного газа месторождения классифицируются как малые (до 10 млрд м^3), средние (от 10 до 30 млрд м^3) и крупные (от 30 до 500 млрд м^3 и выше).

1.2 МГДП и ГДП предназначены обеспечить добычу, сбор и подготовку газа и газового конденсата к транспорту с целью дальнейшей их реализации.

1.3 СПХГ предназначена для закачки газа в пласт, хранения его, извлечения из пласта, сбора, подготовки и подачи в магистральный газопровод (потребителю) в период повышенного спроса и проектируется с учетом требований [1].

1.4 Действующие МГДП, ГДП и СПХГ подлежат приведению в соответствие с требованиями настоящих норм только при их плановом расширении, реконструкции или техническом перевооружении, если дальнейшая эксплуатация объектов может привести к недопустимому риску для безопасности и здоровья людей.

Настоящие нормы не распространяются на морские и шельфовые объекты.

1.5 Особые требования, оговаривающие наличие сероводорода, должны учитываться:

а) при разработке технологической схемы промысловой подготовки газа и конденсата;

[1]Здесь и далее номера нормативных документов, заключенные в [...] соответствуют порядковым номерам этих документов в приложении Н.

Издание официальное

б) при разработке технических решений, касающихся промсанитарии и охраны окружающей среды с целью снижения отрицательных воздействий на нее соединений сероводорода;

в) при определении материального исполнения технических средств, предназначаемых для работы под давлением в контакте со средами, содержащими сероводород, если сероводород в газе имеет парциальное давление 0,3 кПа и более, а в жидкости содержится в концентрации, соответствующей его растворимости при парциальном давлении в паровой фазе 0,3 кПа и более;

г) при выборе технологического режима работы трубопроводов и оборудования с целью уменьшения коррозионного воздействия агрессивной среды.

1.6 Отступления от норм допускаются с разрешения ОАО «Газпром» при представлении соответствующих технических обоснований и согласований с органами надзора.

1.7 При проектировании объектов МГДП, ГДП и СПХГ (в дальнейшем «объектов»), кроме настоящих норм, следует руководствоваться действующими нормативными документами строительного проектирования, санитарными нормами проектирования предприятий, а также другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке. Перечень нормативных документов см. в приложении И.

1.8 Проектирование объектов (разработку проектов обустройства) следует вести на основании утвержденных в установленном порядке исходных геологических данных проекта разработки месторождения в соответствии с требованиями инструкции [2], правил [3,4] и норм [264, 268].

Состав необходимых для проектирования исходных геологических данных для МГДП и ГДП см. в приложении А, для СПХГ в приложении Б.

Технологическая часть проектов (П), рабочих проектов (РП) объектов ГДП и СПХГ должна разрабатываться, как правило, с использованием технологических регламентов для проектируемых производств, выполняемых на основе норматива [5].

1.9 При проектировании зданий для объектов следует предусматривать следующие мероприятия:

а) применять ограждающие конструкции, значения сопротивлений, теплопередача которых не ниже указанных в табл. 4 норм [6];

б) регулирование расхода теплоты с помощью средств автоматики;

в) при ТЭО вторичное использование и утилизацию технологической тепловой энергии;

г) использование теплоты уходящих дымовых газов печей, выхлопных газов газоперекачиваемых агрегатов путем установки теплоулавливающего оборудования;

д) использование теплоты выбросов вентиляционных систем при температуре уходящего воздуха выше 30 °С и расходом 50 000 м^3/ч и более.

1.10 Проектирование, строительство и ввод в действие объектов могут производиться очередями, если это указано в задании на проектирование. В состав первой очереди включаются пусковые комплексы, обеспечивающие получение товарной продукции или оказание технических услуг до завершения строительства очереди и всего объекта в целом.

В состав пусковых комплексов в обязательном порядке должны включаться:

- здания и сооружения, предназначенные для санитарно-бытового обслуживания работников, обеспечения здоровых и безопасных условий труда, обезвреживания и улавливания вредных выбросов в атмосферу, воду и на почву;
- объекты, обеспечивающие предупреждение аварий, ограничение их размеров (отключающие устройства, системы блокировок, контроль давлений, температур, загазованности) и ликвидацию последствий (аварийные емкости, факельные системы, вентиляция и др.);
- объекты, обеспечивающие взрывопожаробезопасность и возможность тушения пожара (системы пожарной автоматики, противопожарное водоснабжение, организация пожарной охраны) в соответствии с требованиями документов [7, 8, 9, 10, 115, 230, 231].

1.11 МГДП, ГДП и СПХГ в целом, а также технологические установки и сооружения, входящие в их состав, должны удовлетворять современным требованиям промышленной эстетики.

1.12 В соответствии со стандартом [11] газ, закачиваемый в ПХГ, не должен содержать примеси сероводорода более 0,7 г/100 м^3.

1.13 Подготовленная товарная продукция ГДП, МГДП и СПХГ должна отвечать требованиям соответствующих отраслевых и государственных стандартов.

2 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

- ***Абсорбция*** – избирательное поглощение одного или нескольких компонентов газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом).
- ***Авария*** – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.
- ***Агрегат*** – укрупненный унифицированный блок технологического оборудования, органически объединенный в одном корпусе или соединяющий механически на едином основании несколько видов оборудования, выполняющих законченный процесс подготовки и транспорта нефти и газа.
- ***Адсорбция*** – процесс поглощения газов (паров) или жидкостей поверхностью твердых тел (адсорбентов).

- ***Активный объем газа*** – это объем газа, который закачивается и отбирается для решения задач регулирования сезонной неравномерности газопотребления, оперативного и долгосрочного резервирования.
- ***Блочно-комплектное устройство (БКУ)*** – устройство одноцелевого функционального назначения, собираемое на месте монтажа из комплекса блок-боксов, блок- контейнеров.
- ***Блок-бокс*** – бокс с технологическим оборудованием, приборами КиА и инженерными коммуникациями, установленными или на специализированном предприятии, или на месте монтажа.
- ***Буферный объем газа*** – объем газа, являющийся основным фондом хранилища, который в период нормальной цикличной эксплуатации остается в подземном газовом хранилище к моменту окончания процесса отбора.
- ***Вместимость*** – объем внутреннего пространства сосуда или аппарата.
- ***Возможно, рекомендуется*** – термины употребляются при обозначении условий, которые не являются обязательными и принимаются по усмотрению проектировщика.
- ***Газодобывающее предприятие (ГДП) (промысел)*** – комплексы основных и вспомогательных газопромысловых сооружений, объектов и установок, а также объектов непроизводственного назначения, обеспечивающие на газовом промысле добычу сырья (природного газа) и получение из него товарной продукции.
- ***Газопромысловое сооружение*** – совокупность газопромысловых объектов одноцелевого функционального назначения, расположенных на одной промплощадке ГДП (МГДП).
- ***Газопромысловый объект*** – комплекс установок и оборудования основного и общего технологического назначения, обеспечивающих добычу сырья (природного газа) и получение из него товарной продукции.
- ***Головные сооружения (ГС)*** – предназначены для полной обработки газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых и государственных стандартов, компримирования газа и хозрасчетного замера продукции, поступающей в магистральный трубопровод при централизованной системе сбора и обработки газа.
- ***Давление полного открытия предохранительного клапана*** – максимальное избыточное давление в аппарате или трубопроводе, вызывающее действие клапана.
- ***Должно, необходимо, следует*** – термины употребляются при обозначении обязательных условий.
- ***Категория взрывоопасности технологического блока*** – классификация технологических блоков в зависимости от значений относительного энергетического потенциала взрывоопасности блока и общей массы горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака.

- ***Маломощное газодобывающее предприятие (МГДП)*** – комплекс основных и вспомогательных газопромысловых сооружений на малом газовом (газоконденсатном) месторождении, обеспечивающих добычу природного газа и получение из него товарной продукции.
- ***Межремонтный период*** – время непрерывной работы оборудования между очередными плановыми ремонтами.
- ***Низкотемпературная сепарация газа (НТС)*** – процесс промысловой подготовки природного газа с целью извлечения из него газового конденсата и удаления влаги.
- ***Осушка газа*** – удаление из газа капельной влаги и уменьшение содержания в нем водяных паров для предотвращения образования кристаллогидратов в газопроводах при транспортировании газа.
- ***Отбензинивание газа*** – извлечение из углеводородных газов этана, пропана, бутана и компонентов газового бензина ($C_{5+высшие}$).
- ***Очистка газа от сероводорода и двуокиси углерода*** – удаление из газа указанных компонентов с целью предотвращения их коррозирующего воздействия на оборудование и трубопроводы и приведение содержания их в газе в соответствие с требованиями санитарных норм.
- ***Противодавление*** – давление в системе, в которую производится сброс продукта с большим давлением.
- ***Рабочее давление для сосуда и аппарата, (Рр)*** – максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса, без учета гидростатического давления среды и без учета допустимого кратковременного повышения давления во время действия предохранительного клапана или других предохранительных устройств [227].
- ***Рабочее давление в промысловых трубопроводах, (Рр)*** – согласно [227].

В расчетах толщин стенок газопроводов, защищаемых пружинными предохранительными клапанами, в формуле п. 8.22 норм [15] за рабочее давление принимать максимально возможное избыточное давление при нормальном протекании технологического процесса – давление (р), а за расчетное давление газопровода и (или) давление настройки предохранительных клапанов – произведение (рn), где (n) – коэффициент надежности, выбираемый: для газопроводов с давлением до 10 МПа – по нормам [15], для газопроводов с давлением свыше 10 МПа – по нормам [30].

- ***Рабочее давление в технологических трубопроводах (Рр):***

- максимальное разрешенное давление для аппарата, с которым соединен трубопровод;

- максимальное давление, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания (для напорных трубопроводов);

- давление срабатывания предохранительного клапана, установленного на источнике давления (для поршневых машин) и для трубопроводов с установленными на них предохранительными клапанами.

- ***Расчетное давление, ($P_{РАСЧ}$)*** – давление, на которое производится расчет прочности сосудов и трубопроводов.
- ***Резервуарный парк*** – группа резервуаров, предназначенных для хранения продукции МГДП, ГДП в виде жидких углеводородов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием.
- ***Свеча*** – устройство для выпуска продувочного газа в атмосферу.
- ***Система пожарной сигнализации*** – совокупность установок пожарной сигнализации, смонтированных на одном объекте и контролируемых с общего пожарного поста.
- ***Система сбора газа*** – совокупность трубопроводных коммуникаций и оборудования, предназначенных для сбора продукции скважин и доставки ее до установок подготовки газа и газового конденсата.
- ***Скважина*** – это вертикальная или наклонная горная выработка большой длины и малого поперечного сечения, соединяющая пласт в недрах с поверхностью земли.
- ***Склады ингибиторов, углеводородного конденсата и нефтепродуктов*** – комплекс зданий, резервуаров и других сооружений, предназначенных для приема, хранения и выдачи ингибиторов, сырья и готовой продукции переработки углеводородного конденсата.
- ***Станция подземного хранения газа (СПХГ)*** – комплекс основных и вспомогательных сооружений хранения газа, созданных на базе пористых пластов истощенных месторождений и водоносных структур, а также в отложениях каменной соли, созданных путем выщелачивания.
- ***Технологический блок*** – часть технологической системы, содержащая технологическое оборудование, приборы КиА и инженерные коммуникации с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой, размещенная на общем основании и представляющая собой отдельное габаритное место при транспорте на место монтажа.
- ***Технологическое давление*** – давление, находящееся в диапазоне давлений, при котором обеспечивается технологический процесс.
- ***Технологическая установка*** – производственный комплекс сооружений и оборудования, расположенных в здании или на отдельной площадке предприятия и предназначенный для осуществления технологического процесса.
- ***Технологическая линия*** – набор технологического оборудования с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой, предназначенный для осуществления технологического процесса с получением продукции или реагентов, применяемых в производстве.
- ***Условное давление, ($P_У$)*** – расчетное давление при температуре 20 °С, выбираемое из ряда условных давлений по ГОСТ 9493-80.

- ***Установка пожаротушения*** – совокупность стационарных технических средств для тушения пожара за счет выпуска огнетушащего вещества.
- ***Установка пожарной сигнализации*** – совокупность технических средств на защищаемом объекте для обнаружения пожара, обработки, представления в заданном виде извещения о пожаре на этом объекте, специальной информации и/или выдачи команд на включение автоматических установок пожаротушения и технических устройств.
- ***Установка стабилизации конденсата (УСК)*** – предназначена для подготовки сырого конденсата к транспорту в соответствии с требованиями стандарта.
- ***Установка предварительной подготовки газа (УППГ)*** – предназначена для сбора газа, поступающего из скважин, и его первичной подготовки (сепарации), при централизованной системе сбора и подготовки газа.
- ***Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)*** – предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа.
- ***Установочное давление предохранительного клапана, (Руст)*** – избыточное давление, на которое регулируется пружина клапана.
- ***Факельная установка*** – совокупность устройств, аппаратов, трубопроводов и сооружений для транспорта и сжигания сбрасываемого газа и паров.
- ***Факельная установка высотная*** – факельная установка для сжигания сбрасываемого газа и паров в атмосфере по вертикальному факельному стволу высотой 4 м и более.
- ***Факельная установка горизонтальная (амбар)*** – факельная установка для сжигания сбрасываемого газа и паров, подаваемых по горизонтальному трубопроводу в зону горения, обвалованную земляным отвалом.

3 СОСТАВ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (МГДП, ГДП) И СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА (СПХГ), ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ПЛАНЫ

3.1 *Газодобывающее предприятие*

3.1.1 Газодобывающее предприятие для малых, средних и крупных месторождений включает сооружения, начиная от скважины до узла учета товарной продукции, расположенного на площадках УКПГ или ГС, предназначенных обеспечить добычу, сбор и подготовку газа и газового конденсата к дальнему транспорту.

3.1.2 В общем случае ГДП и МГДП состоят из следующих комплексов:

- основного производственного назначения;
- вспомогательного производственного назначения;

- непроизводственного назначения.

Примечание – комплексы вспомогательного производственного назначения, включающие объекты по ремонту оборудования, в т.ч. подземного, и комплексы непроизводственного назначения, включающие сооружения социального и культурно-бытового назначения, в настоящих нормах не рассматриваются.

3.1.3 Комплексы основного производственного назначения для ГДП в общем случае включают следующие сооружения:

- скважины (1)[2];
- кусты скважин (2);
- промплощадки с установками предварительной подготовки газа (УППГ) (3);
- промплощадки с установками комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГ) (4);
- головные сооружения с установками полной подготовки газа и газового конденсата (ГС) (5);
- промысловые трубопроводы (6).

Комплексы основного производственного назначения для МГДП включают следующие сооружения:

- скважины (1);
- кусты скважин (2);
- промплощадки с установками комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГ) (4);
- промысловые трубопроводы (6).

3.1.3.1 Скважина как сооружение одновременно является и объектом, включающим следующие установки:

- подземное оборудование скважин с фонтанной арматурой (1.1);
- наземные прискважинные установки (1.2).

В составе УППГ один объект сбора и первичной сепарации газа (3.1), а в составе УКПГ несколько:

- сбора и первичной сепарации газа (3.1);
- подготовки газа (4.1);
- подготовки конденсата (4.2);
- компримирования газа (при необходимости) (4.3);
- общего технологического (4.4) и подсобно-вспомогательного назначения (4.5).

В состав ГС входят следующие объекты:

- подготовки газа (5.1);

---

[2] Цифры, помещенные в скобках (...) после наименований сооружений, установок и устройств в перечнях пунктов 3 1.3 + 3 1 5, 3.2.3 и 3.2.4 настоящего раздела, соответствуют цифрам, приведенным в таблицах 3 1, 3.2 и 3 3 и означающим эти сооружения, установки и устройства.

- подготовки конденсата (5.2);
- компримирования газа (при необходимости) (5.3);
- общего технологического (5.4) и подсобно-вспомогательного назначения (5.5).

3.1.3.2 Указанные объекты могут включать следующие установки и оборудование основного технологического, общего технологического и подсобно-вспомогательного назначения:

Установки и оборудование основного технологического назначения.

- подземное оборудование скважин с фонтанной арматурой (1.1);
- наземные прискважинные установки (1.2);
- установка сбора, первичной сепарации и замера дебита скважин (3.1.1);
- установка низкотемпературной сепарации газа (НТС) (4.1.1) или (5.1.1);
- установка абсорбционной осушки газа (4.1.2) или (5.1.2);
- установка низкотемпературной абсорбции (4.1.3) или (5.1.3);
- установка масляной абсорбции (4.1.4) или (5.1.4);
- установка адсорбционной осушки газа (4.1.5) или (5.1.5);
- установка сероочистки газа (4.1.6) или (5.1.6);
- установка получения серы (4.1.7) или (5.1.7);
- установки стабилизации конденсата, в том числе:
  - установка деэтанизации (4.2.1) или (5.2.1);
  - установка дебутанизации (4.2.2) или (5.2.2);
  - установка концевая трапная (4.2.3) или (5.2.3);
- установка переработки конденсата (4.2.4) или (5.2.4);
- установка компримирования основного потока газа (4.3.1) или (5.3.1);
- установка компримирования газов стабилизации установки переработки конденсата (4.3.2) или (5.3.2).

Установки и оборудование общего технологического назначения:

- установка регенерации ДЭГа (ТЭГа) - осушителя (4.4.1) или (5.4.1);
- установка регенерации метанола (4.4.2) или (5.4.2);
- установка факельная (4.4.3) или (5.4.3);
- площадки с отключающей арматурой на входе и выходе ГДП (4.4.4) или (5.4.4);
- насосная подачи и распределения ингибитора гидратообразования (4.4.5) или (5.4.5);
- насосная подачи и распределения ингибитора коррозии (4.4.6) или (5.4.6);
- установка сбора и закачки промстоков в пласт (4.4.7) или (5.4.7);
- установки приготовления ингибитора коррозии (4.4.8) или (5.4.8);
- установка регенерации поглотительного раствора (4.4.9) или (5.4.9);
- установка одоризации газа (4.4.10) или (5.4.10);
- установка одоризации метанола (4.4.11) или (5.4.11).

Установки и оборудование подсобно-вспомогательного технологического назначения:

- операторная (4.5.1) или (5.5.1);
- компрессорная сжатого воздуха КИП (4.5.2) или (5.5.2);
- площадки с установками средств связи (4.5.3) или (5.5.3);
- площадки с установками электроснабжения (подстанции, РУ) (4.5.4) или (5.5.4);
- площадки с установками электрохимзащиты (УКЗН) (4.5.5) или (5.5.5);
- установки теплоснабжения, вентиляции (4.5.6) или (5.5.6);
- установки пожаротушения и пожарной сигнализации (4.5.7) или (5.5.7);
- установка водоснабжения, водоподготовки и очистки сточных вод (5.5.8);
- узлы замера газа (4.5.9) или (5.5.9).

3.1.4 Комплекс вспомогательного производственного назначения может включать следующие объекты и установки:

- резервуарный парк хранения ДЭГа (ТЭГа) (11);
- площадка емкостей хранения метанола (12);
- резервуарный парк стабильного и нестабильного конденсата (13.1)
- резервуарный парк сжиженного газа (13.2);
- резервуарный парк хранения бензина (13.3);
- резервуарный парк хранения дизтоплива (13.4);
- резервуарный парк хранения остаточной фракции (13.5);
- насосы внутрипарковой перекачки ПБФ и продуктов переработки конденсата (13.6);
- сливо-наливные устройства (13.7);
- склад товарной серы (14).
- склад химреагентов (15);

3.1.5 Комплекс непроизводственного назначения включает следующие объекты:

- помещения служебного пользования (31);
- постройки санитарно-гигиенического характера (32);
- пожарное депо (33).

3.1.6 В зависимости от потенциального содержания углеводородного конденсата в газе месторождения, а также наличия в нем агрессивных примесей состав МГДП или ГДП формируется различными сооружениями основного и вспомогательного производственного назначения. В таблице 3.1 приводятся рекомендуемые составы ГДП для месторождений без содержания агрессивных примесей в зависимости от содержания конденсата.

Таблица 3.1

Наименование	ГДП для месторождений газа без содержания H_2S			
	Децентрализованная система сбора и обработки газа		Централизованная система сбора и обработки газа	
	УКПГ		УППГ и ГС	
	газовые	газоконденсатн.	газовые	газоконденсатн.
I Комплекс основного производственного назначения				
Сооружения	1, 2, 4, 6		1, 2, 3, 5, 6	
Объекты	3.1, 4.1, 4.3 - 4.5	3.1, 4.1 - 4.5	3.1, 5.1, 5.3 - 5.5	3.1, 5 1 - 5.5
Установки	1.1, 1.2, 3.1.1, 4.1.1 - 4.1.3, 4.1.5, 4.3.1, 4.4.1 - 4.4.8, 4.4.10, 4.4.11, 4.5.1 - 4.5.9	1.1, 1.2, 3.1.1, 4.1.1 - 4.1.5, 4.2.1 - 4.2.4, 4.3.1, 4.3.2, 4.4.1 - 4.4.8, 4.4.10, 4.4.11, 4.5.1 - 4.5.9	1.1, 1.2, 3.1.1, 5.1.1- 5.1.3, 5.1.5, 5.3.1, 5.4.1 - 5.4.8, 5.4.10, 5.4.11, 5.5.1 - 5.5.9	1.1, 1 2, 3.1.1, 5.1.1 -5.1.5, 5.2.1 -5.2.4, 5 3.1, 5.3.2, 5.4.1 -5 4.8, 5.4.10, 5.4.11, 5 5 1 - 5.5.9
II Комплекс вспомогательного производственного назначения				
Объекты	11,12, 15	11, 12, 15	11,12, 15	11, 12, 15
Установки, устройства		13.1 - 13.7		13.1 - 13.7
III Комплекс непроизводственного назначения				
Объекты	31, 32, 33			

3.1.7 При наличии в газе агрессивных примесей в состав установок комплекса основного производственного назначения могут быть добавлены установки сероочистки (4.1.6) или (5.1.6),установка получения серы (4.1.7) или (5.1.7), в состав установок общего технологического назначения – установка регенерации поглотительного раствора (4.4.9) или (5.4.9), а в состав объектов комплекса вспомогательного производственного назначения – площадка склада товарной серы (14).

3.1.8 В таблице 3.2 приводятся рекомендуемые составы МГДП для месторождений в зависимости от содержания конденсата и агрессивных примесей.

Таблица 3.2

Наименование	МГДП для малых месторождений газа			
	Без содержания H_2S		С содержанием H_2S	
	газовые	газо-конденсатные	газовые	газо-конденсатные
I Комплекс основного производственного назначения				
Сооружения	1, 2, 4, 6			
Объекты	3.1, 4.1, 4.3 - 4.5	3 1, 4.1 - 4.5	3.1, 4.1, 4.3 - 4.5	3 1, 4.1 - 4.5
Установки	1.1, 1.2, 3.1.1, 4.1.1 , 4.3.1, 4.4.4 -4.4.9, 4.4.11, 4.4.12, 4.5.1 - 4.5.9	1.1, 1.2, 3.1.1, 4.1.1 , 4.2.1-4.2.4, 4.3.1, 4.4.4 -4.4.9, 4.4.11, 4.4.12, 4.5.1 - 4.5.9	1.1, 1.2, 3.1.1, 4.1.1 , 4 1 6, 4.3.1, 4.4.3 -4.4.12, 4.5.1 - 4.5.9	1.1, 1.2, 3.1.1, 4.1.1 , 4.1.6, 4.2.1-4.2.4, 4.3.1, 4.4.3 -4.4.12, 4.5.1 - 4.5 9
II Комплекс вспомогательного производственного назначения				
Объекты Установки, устройства	12	11, 12 13 1 - 13.7	12, 14,15	11 - 15 13 1 - 13 7
III Комплекс непроизводственного назначения				
Объекты	31, 32, 33			

3.2 *Станция подземного хранения газа*

3.2.1 По основному назначению подземные хранилища газа в пористых пластах подразделяются на оперативные и резервные. Оперативные газохранилища делятся на базисные (сезонные) и пиковые. К пиковым относятся газохранилища, создаваемые в отложениях каменной соли.

Базисные газохранилища предназначены для регулирования сезонной неравномерности газопотребления и по технологическому признаку характеризуются относительно стабильными режимами закачки и отбора газа.

Пиковые газохранилища используются для кратковременного регулирования подачи газа потребителям.

Резервные газохранилища служат для образования внутри ЕСГ долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях.

3.2.2 СПХГ, создаваемые на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений и структурных ловушек водонапорных систем, а также в отложениях каменной соли, состоят из двух комплексов:

- основного производственного назначения;
- непроизводственного назначения.

3.2.3 Комплекс основного производственного назначения включает следующие сооружения:

- скважины (1);

- кусты скважин (2);
- газораспределительные пункты с установками предварительной подготовки газа (ГРП) (3);
- компрессорные станции с установками полной подготовки газа (КС) (5);
- промысловые трубопроводы (6).

3.2.3.1 Скважины, являясь одновременно сооружением и объектом, включают следующие установки:

- подземное оборудование скважин с фонтанной арматурой 1.1;
- наземные прискважинные установки 1.2.

Остальные сооружения основного производственного назначения состоят из следующих объектов:

- сбора, распределения и первичной обработки газа с индивидуальной обвязкой скважин (3.1);
- сбора, распределения и первичной обработки газа с групповой обвязкой скважин (3.2);
- подготовки газа (5.1);
- компримирования газа (5.3);
- общего технологического (5.4) и подсобно-вспомогательного назначения (5.5).

3.2.3.2 Вышеуказанные объекты, в общем случае, включают следующие установки основного технологического, общего технологического и подсобно-вспомогательного назначения:

Установки основного технологического назначения:

- установка сбора, распределения и первичной обработки газа с индивидуальной обвязкой скважин (3.1.1);
- установка сбора, распределения и первичной обработки газа с групповой обвязкой скважин (3.2.1);
- установка НТС (5.1.1) или абсорбционной осушки (5.1.2);
- установка сероочистки (5.1.6).
- установка компримирования газа (5.3.1);

Установки общего технологического назначения:

- установка регенерации ДЭГа (ТЭГа) (5.4.1);
- установка регенерации метанола (5.4.2);
- установка факельная (5.4.4);
- площадки с отключающей арматурой на входе и выходе СПХГ (5.4.5);
- насосная подачи и распределения ингибитора гидратообразования (5.4.6);
- насосная подачи и распределения ингибитора коррозии (5.4.7);
- установка сбора и закачки промстоков в пласт (5.4.8);

- установка приготовления ингибитора коррозии (5.4.9);
- установка регенерации поглотительного раствора (5.4.10);
- установка одоризации газа (5.4.11);
- установка одоризации метанола (5.4.12);

Установки подсобно-вспомогательного назначения:

- операторная (5.5.1);
- компрессорная сжатого воздуха К и П (5.5.2);
- площадки с установками средств связи (5.5.3);
- площадки с установками электроснабжения (5.5.4);
- площадки с установками электрохимзащиты (5.5.5);
- установка теплоснабжения, вентиляции (5.5.6);
- установка пожаротушения и пожарной сигнализации (5.5.7);
- установка водоснабжения, водоподготовки и очистки сточных вод (5.5.8);
- водорассольный комплекс подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли (5.5.9);
- узлы замера газа (5.5.10).

3.2.4 Комплекс непроизводственного назначения включает следующие объекты:

- помещения служебного пользования (31);
- постройки санитарно-гигиенического характера (32),
- пожарное депо (33).

3.2.5 В зависимости от наличия в газе агрессивных примесей состав СПХГ формируется различными сооружениями основного и вспомогательного производственного назначения. В табл. 3.3 приводятся рекомендуемые составы СПХГ.

Таблица 3.3

Наименование	СПХГ			
	для газа без примесей H_2S		для газа с примесями H_2S	
	ГРП	КС	ГРП	КС
I Комплекс основного производственного назначения				
Сооружения Объекты Установки, устройства	1, 2, 3, 5, 6 3.1, 3.2 1 1, 1,2, 3.1.1, 3.2.1	5.1, 5,3--5.5 5.1.1, 5.1.2, 5.3.1, 5.4.1, 5 4.2, 5.4.4 - 5.4 9, 5.4.11, 5.4.12, 5.5.1 - 5.5.10 -	1, 2, 3, 5, 6 3.1, 3.2 1.1, 1,2, 3.1.1, 3.2.1	5.1, 5.3-5.5 5.1.1, 5.1.2, 5.1.6, 5.3.1, 5.4.1, 5.4.2, 5.4.4 - 5.4.12, 5.5.1 5.5.10
II Комплекс непроизводственного назначения				
Объекты	31, 32, 33			

3.2.6 При наличии газового конденсата, оставшегося в залежи, используемой для СПХГ, при отборе и подготовке газа необходимо осуществлять сбор, выделение и использование газового конденсата.

3.3 *Генеральные планы*

3.3.1 Генеральный план разрабатывается в соответствии с требованием нормативных документов [12-18, 180, 271] и технологическими схемами установок подготовки газа и конденсата.

3.3.2 Генеральный план разрабатывается в два этапа:

- предварительный – в составе обосновывающих материалов – в виде схемы ситуационного плана на картах землепользователей в масштабе 1 : 25000 и схемы генерального плана;
- окончательный – после утверждения акта выбора площадок и трасс в установленном порядке с учетом замечаний всех заинтересованных организаций и органов государственного надзора.

3.3.3 Площадка для строительства выбирается в соответствии с инструкцией [3] с учетом проектов районной планировки, генеральных планов поселков и сельских поселений, региональных схем развития отрасли, энергосистем, сетей связи и др.

3.3.3.1 Резервирование площадок для строительства установок, необходимых для довыработки месторождений (холодильная станция, ДКС), должно быть предусмотрено в проектах обустройства первой очереди.

3.3.3.2 Подстанции независимо от их напряжения и ведомственной принадлежности, если они питают объекты только одной УКПГ (УППГ), могут располагаться на площадке той же УКПГ (УППГ).

3.3.4 Генеральный план МГДП, ГДП и СПХГ должен быть разработан с учетом максимальной унификации проектных решений, применения блочно-комплектного оборудования, унифицированных строительных конструкций и деталей из соображений сокращения площади застройки и сроков строительства.

3.3.5 Технологические установки рекомендуется располагать в основном на открытых площадках. При этом должны учитываться климатические условия, технические характеристики размещаемого оборудования, а также пожелания и возможности заказчика.

Установки отключающих устройств (блоки переключающей арматуры) на ГРП (ГСП), ПХГ рекомендуется размещать в отапливаемых помещениях, исходя из обеспечения работоспособности средств контроля и регулирования режимов работы скважин.

3.3.6 При размещении сооружений на площадках МГДП, ГДП и СПХГ должны учитываться такие требования, как технологическая взаимозаменяемость, пожаровзрывобезопасность, удобство обслуживания объекта, возможность монтажа и демонтажа оборудования и проведения ремонтных работ.

3.3.7 Планировка территории газодобывающего предприятия и подземного хранилища должна производиться с учетом выделения функциональных зон:

- 1-я зона – основные технологические сооружения и установки (кусты скважин, площадки установок подготовки газа, УСК и УПК, промплощадка ДКС и пр.);
- 2-я зона – установки вспомогательного технологического и нетехнологического назначения (сооружения для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, средств связи, электрохимзащиты, пожаротушения, склады химреагентов, товарной серы и пр.);
- 3-я зона – непроизводственного назначения (блок-бокс служебного пользования, постройки санитарно-гигиенического характера и пр.).

3.3.8 Все функциональные зоны должны быть удобно связаны между собой дорогами и эстакадами.

3.3.9 Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями с учетом их пожарной опасности должны приниматься по нормам [12, 13, 18, 130, 180, 271].

3.3.10 Для прокладки инженерных коммуникаций на территории газодобывающего предприятия целесообразно предусматривать коридоры, ширина которых определяется количеством коммуникаций и минимально допустимыми расстояниями между ними.

3.3.11 Схема автомобильных дорог должна обеспечивать свободный подъезд к установкам основного технологического назначения, к источникам противопожарного водоснабжения и к емкостям резервуарного парка.

3.3.12 Ширина ворот для автомобильных въездов принимается по наибольшей ширине применяемых автомобилей плюс 1,5 м, но не менее 4,5 м [13]. Внутриплощадочные автомобильные дороги следует проектировать с твердым покрытием и располагать от границ сооружений категорий А, Б и В1-4 на расстоянии не менее 5 м [7, 20].

3.3.13 При разработке генплана необходимо обеспечивать:

- плотность застройки не менее указанной в нормах [13];
- наиболее рациональную ориентацию зданий и сооружений по сторонам света;
- максимальную возможную блокировку зданий и сооружений;
- защиту прилегающей территории от эрозии, заболачивания, засоления и загрязнения подземных вод и открытых водоемов сточными водами и отходами производства;
- размещение объектов пожарной охраны.

А также учитывать:

- направление, скорость, продолжительность повторяющихся ветров, штилей, туманов;
- вертикальную планировку складов ГСМ по отношению к другим объектам.

3.3.14 Площадка для факельной установки должна быть предусмотрена на генплане в соответствии с требованиями документа [21]. Планирование площадки факела должно выполняться с сохранением существующего рельефа. Расстояние от факельного ствола

до границы сооружений принимается с учетом допустимой плотности теплового потока правил [22] и противопожарных норм [12,130]. Территория вокруг факельного ствола ограждается и обозначается предупредительными знаками.

3.3.15 По периметру всех площадок необходимо предусматривать ограждение из металлических сетчатых панелей по железобетонным столбам h=2,15 м.

3.3.16 Площадка для складов нефти и нефтепродуктов должна быть предусмотрена на генплане в соответствии с требованиями норм [23].

3.3.17 Сооружения и мероприятия по гражданской обороне предусматриваются проектом в соответствии с правилами [240].

4 ОБОРУДОВАНИЕ И ОБВЯЗКА УСТЬЕВ СКВАЖИН

4.1 Фонтанная арматура должна соответствовать стандарту [24]. Для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов фонтанная арматура с многорядным расположением колонны фонтанных труб изготавливается и поставляется по специальным ТУ.

4.2 При техническом обосновании допускается изменять схему фонтанной елки, однако наличие контрольной и рабочей задвижек по направлению потока добываемого газа, независимо от параметров среды, обязательно.

4.3 Фонтанная арматура должна обеспечивать эксплуатацию:

- малодебитных (до 100 м^3/сут) и среднедебитных (от 100 до 500 м^3/сут) скважин по одному отводу фонтанной елки;
- высокодебитных (более 500 м^3/сут) скважин по двум отводам фонтанной елки,
- двухобъектных скважин и скважин с низкими пластовыми давлениями, где потери давления необходимо свести к минимальным, а среда не оказывает разрушающего действия на обсадную колонну – по отводам фонтанной и трубной головки;
- скважин, где продуктом с забоя выносится значительное количество породы, по верхнему отводу фонтанной елки по схеме 3 или 4 в соответствии со стандартом [24].

4.4 Фонтанная арматура по способу управления задвижками (вручную, автоматически, автоматически и дистанционно) принимается исходя из необходимости обеспечения надежной эксплуатации при заданных условиях, технической и экономической целесообразности. На каждом рабочем отводе устанавливается по одной автоматической задвижке.

4.5 Обвязка эксплуатационных скважин должна отвечать следующим требованиям:

- в составе обвязки устья скважины следует предусмотреть клапан-отсекатель или другое устройство подобного назначения, обеспечивающее автоматическое отключение скважин при разрыве трубопровода-шлейфа. Клапан-отсекатель может не устанавливаться, если в комплекс подземного оборудования включен приустьевой клапан-отсекатель (глуби-

на установки ~20...40 метров) или забойный клапан-отсекатель, или фонтанная арматура имеет в своем составе автоматические задвижки;

- на скважинах ПХГ следует устанавливать обратный клапан, препятствующий выходу газа из скважины в период закачки. Если клапан-отсекатель может пропускать газ в обоих направлениях, то на скважинах ПХГ для режима закачки обратный клапан не устанавливается;
- на скважинах ПХГ допускается не устанавливать клапан-отсекатель, если он обеспечивает защиту скважины в течение менее 0,5 периода отбора и штуцер на скважинах с давлением менее 10 МПа;
- допускается штуцер на фонтанной арматуре не устанавливать, а включать в обвязку скважины;
- в обвязке скважин должны устанавливаться показывающие приборы (давление, температура). При наличии штуцирующих устройств эти приборы следует устанавливать до и после штуцера;
- в зависимости от поставленных задач могут устанавливаться и другие устройства (оперативный замер расхода, контроль выноса механических примесей и т. д.);
- должно обеспечиваться снижение давления до величины Рраб в трубопроводе-шлейфе (при необходимости);
- следует предусматривать установку предохранительного клапана, если трубопроводы рассчитаны на давление ниже статического;
- должна обеспечиваться возможность проведения работ по глушению скважин, гидравлическому разрыву пласта, солянокислотной обработке, перфорации и т.п., а также по исследованию скважин (замер пластовых, забойных давлений и температур);
- отвод газа должен производиться на факельное устройство при продувке скважины, освобождении трубопроводов обвязки и срабатывании предохранительных клапанов. На скважинах предпочтительней применение горизонтальных факельных установок с устройством земляных амбаров. Предусматривается объединение продувочных линий для глушения скважин и факельных систем;
- установку на кустах скважин емкостей для хранения задавочного раствора следует решать в зависимости от удобства эксплуатации. Объем задавочного раствора должен составлять не менее двух объемов ствола одной скважины.

4.6 Требования к горизонтальным факельным установкам на скважинах и на кустах скважин:

- на кустах газовых скважин следует применять горелочные устройства простой конструкции, обеспечивающие сжигание продукта с наличием механических примесей и жидкостных пробок. Например: телескопическая конструкция горелочного устройства со смешением газа с воздухом в несколько ступеней или обеспечение «настильного горения» в амбаре;

- расстояние от скважины до факельного амбара должно быть не менее 100 м. Амбар должен иметь емкость не менее 1,5 объемов скважины, обвалование и уклон дна амбара в направлении от горелочного устройства;
- предельно допустимая плотность теплового потока при неограниченом пребывании персонала вблизи факельного амбара не должна превышать 1,4 кВт/м^2 в соответствии с правилами [22];
- розжиг факелов может предусматриваться как дистанционным так и ручным;
- факельные трубопроводы прокладываются в сторону амбара с уклоном не менее 0,003 При невозможности выполнения этого требования в пониженном месте устанавливается дренажная арматура.

4.7 Глушение скважин может производиться как через стационарные, так и инвентарные задавочные линии. Место подключения задавочного агрегата должно находиться за пределами скважины на расстоянии не менее 15 метров от скважины, а на кустах скважин у автодороги куста в соответствии с руководящим документом [25].

Для малодебитных скважин и скважин ПХГ стационарные задавочные линии можно не предусматривать.

4.8 Трубопроводы обвязки скважин в пределах площадки скважины (куста скважин) с избыточным давлением среды до 10 МПа следует проектировать согласно норм [26], а свыше 10 МПа как промысловые трубопроводы.

4.9 Давление гидравлических испытаний трубопроводов обвязки скважин:

Задавочные линии, обвязочные трубопроводы устья скважин от фонтанной арматуры до отсекающей задвижки перед газопроводом (имеется ввиду отсекающая арматура на выходе из одиночной скважины в шлейф или перед выходом от скважины в газосборный коллектор куста), ингибиторопровод (если таковой имеется) от фонтанной арматуры до обратного клапана подвергаются гидравлическому испытанию, при этом:

$$P_{исп.} = n_{исп.} \times P_{расч.}, \text{ где:}$$
$$P_{расч} = P_{ст.} + 2...5 \text{ (МПа);}$$

$P_{ст.}$ – статическое давление на устье скважин, МПа;

2...5 – величина превышения статического давления в начальный период глушения, МПа;

$n_{исп}$ – коэффициент испытания принимается по стандарту [27].

Допускается превышение статического давления не учитывать, если глушение скважины ведется со сбросом газа в атмосферу через насосно-компрессорные трубы для снижения давления в затрубном пространстве.

Остальные трубопроводы обвязки испытываются в соответствии с правилами [26] или [30].

4.10 Для проведения подземного ремонта скважин, операций по подъему и установке подземного оборудования у каждой скважины должны предусматриваться следующие сооружения:

- площадка скважины;
- площадка под подъемный агрегат;
- площадка под приемные мостки;
- якоря для крепления оттяжек подъемного агрегата;
- поддомкратные тумбы (фундаменты) для подъемного агрегата;
- площадка для исследовательской лебедки.

Расположение якорей под силовые и ветровые оттяжки мачты подъемного агрегата рекомендуется принимать по схеме для агрегата АКРО-80 с учетом ее универсальности - пригодности для других агрегатов: Р-80, А-50, «Бакинец».

Необходимо предусматривать передвижные или легко демонтируемые площадки обслуживания, располагаемые по фронту фонтанной арматуры.

Твердое покрытие площадок по согласованию с заказчиком можно не предусматривать. В этом случае указываются места установки соответствующего оборудования.

Стационарные фундаменты и якоря для подъемного агрегата могут не предусматриваться. Работы проводятся с применением инвентарных якорей, шпальной выкладки и т. п.

Площадки для ведения исследовательских работ с установкой превенторов и лубрикаторов не предусматриваются. Эти работы выполняются со строительных лесов или инвентарных разборных площадок.

4.11 Сброс загрязненных стоков и глинистого раствора во время проведения подземного ремонта скважин производить в инвентарные емкости, которыми должны быть оснащены ремонтные бригады.

4.12 Территория вокруг устья скважин в пределах ограждения должна быть спланирована. На месторождениях, расположенных в малонаселенных районах, ограждение скважин не предусматривать.

4.13 При обустройстве малых месторождений решения по применению фонтанной арматуры, обвязки устья скважин, ограждения площадки устья скважин принимаются проектной организацией и заказчиком.

4.14 Для малодебитных скважин с неагрессивными средами и скважин ПХГ, расположенных на пахотных землях, стационарные задавочные линии, стационарные системы сброса и подъездные дороги рекомендуется не предусматривать, а площадки скважин ограждать.

4.15 Конструкция автодорог к кустам скважин на месторождениях, расположенных во всех зонах строительства, в том числе в зонах распространения вечной мерзлоты, тундры и болот должна приниматься на основе технико-экономических расчетов с обязательным учетом мероприятий по охране окружающей среды [19] и требований норм [12].

5 СИСТЕМА СБОРА ГАЗА

5.1 Система сбора и способы подготовки газа и газового конденсата должны решать вопросы строительства и эксплуатации на весь период разработки месторождения. В соответствии с проектом разработки месторождения и исходя из общих требований правил [29], на ГДП могут предусматриваться две системы сбора сырого газа: децентрализованная и централизованная.

При децентрализованной системе сбора вся промысловая подготовка сырого газа должна предусматриваться на УКПГ, каждая из которых имеет набор технологического оборудования, обеспечивающего подготовку газа к подаче в МГ или на ГПЗ. Для газоконденсатных месторождений на каждом УКПГ необходимо предусматривать строительство узлов предварительного разгазирования нестабильного конденсата и использование эжектирования выделяемого газа для его кондиционной подготовки за счет беззатратной технологии перед подачей в МГ или ГПЗ.

При централизованной системе сбора предварительная подготовка сырого газа должна предусматриваться на УППГ, расположенных каждая на отдельной площадке, а окончательная на ГС, имеющих свою самостоятельную площадку, причем ГС могут быть едиными для всего месторождения или для нескольких месторождений. Для месторождений с добычей газа 15 млрд м^3/год и более возможно строительство нескольких ГС.

Оптимальность принятых решений должна подтверждаться технико-экономическими расчетами.

5.2 Подключение скважин к УКПГ или УППГ на газодобывающих предприятиях может быть индивидуальным или групповым (коллекторным).

Индивидуальное подключение скважин осуществляется в следующих случаях:

- если устьевые давления скважин различны (разность давлений достигает 2,0-3,0 МПа и более), а использовать высоконапорные скважины в качестве эжектирующих невозможно;
- если дебит одной скважины равен или больше максимальной пропускной способности сепаратора первой ступени;
- при обустройстве отдельных разведочных скважин;
- при расширении объекта, скважины которого подключены индивидуально.

В прочих случаях применяется групповое (коллекторное) подключение скважин или кустов скважин к УППГ или УКПГ. В общем случае вид подключения скважин должен определяться технико-экономическими расчетами.

Замер дебита скважин при групповом (коллекторном) устройстве системы сбора газа должен осуществляться подключением их к замерному сепаратору по специальной замерной линии, предусмотренной для этой цели.

5.3 Схема сбора газа может быть коллекторной, лучевой или смешанной, а форма коллектора, число перемычек, лучей и т.д. устанавливаются технико-экономическими расчетами в каждом конкретном случае.

5.4 При обустройстве малых месторождений рекомендуется лучевая система сбора газа от скважин к промплощадке МГДП, расположенной, как правило, в центральной части площади скважин. Число эксплуатационных скважин промысла обычно невелико и не превышает 10-12, включая резервные. Наряду с этим допускается и коллекторная система сбора газа.

Рекомендуется также, при технико-экономической целесообразности, применение сосредоточенного размещения эксплуатационных скважин в одном кусте, с расположением при таком кусте всей промплощадки МГДП.

5.6 Для обустройства СПХГ рекомендуется централизованная система сбора с индивидуальной обвязкой скважин, при которой сбор, распределение и первичная обработка (первичная сепарация и замер продукции скважин) осуществляется на площадках газораспределительных пунктов (ГРП), а окончательная подготовка газа к транспорту (осушка, НТС, охлаждение и компримирование) – на площадке компрессорной станции.

Допускается совмещение площадки КС с одним из ГРП.

5.7 Гидравлический расчет системы сбора газа от скважин до установок его подготовки к транспорту должен выполняться на базе данных технологической схемы проекта разработки месторождения, технических изысканий трасс системы сбора и другой проектной документации на разработку месторождения, а также с учетом состава и физико-химических свойств газа, газового конденсата и примесей.

5.8 Гидравлический расчет трубопроводов следует производить по утвержденным на текущий момент методикам и руководствуясь нормами [30] и [62].

5.9 Гидравлический расчет трубопроводов должен выполняться с учетом:

- объема добычи газа и величины устьевого давления, принимаемыми по данным проекта разработки месторождения (проекта опытно-промышленной эксплуатации);
- наличия жидкости в газе (пластовая вода, конденсат газа);
- минимально-допустимой скорости газа в шлейфах, достаточной для выноса жидкости из трубопроводов (2 - 6 м/с);
- максимально-допустимой скорости газа в шлейфах (~ 20 м/с);
- затрат на компримирование газа для восполнение потерь давления в шлейфах.

6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА К ТРАНСПОРТУ

6.1 Технологические схемы установок должны обеспечивать:

- прием пластовой смеси, поступающей из скважин;
- прием газа от УППГ;
- подготовку газа к транспорту на весь период разработки месторождения, в том числе: очистку от механических примесей и капельной жидкости, осушку, отбензинивание (при необходимости), очистку от агрессивных примесей (при необходимости), охлаждение газа перед подачей в магистральный газопровод (при необходимости);
- стабилизацию газового конденсата (при необходимости);
- переработку газового конденсата (или его смеси с попутной нефтью) в моторные топлива (при необходимости);
- пробоотбор на анализаторы периодического и автоматического действия;
- подготовку и утилизацию отходов производства;
- утилизацию энергии;
- безопасное и безаварийное ведение всех процессов;
- учет товарной продукции промысла;
- охрану окружающей среды;
- приемистость установок, т.е. возможность их работы в условиях уменьшения объема сырья и вырабатываемых продуктов;
- возможность ввода предприятия в эксплуатацию очередями и отдельными объектами.

6.2 Разработка технологических схем установок должна вестись с соблюдением технических требований:

- повышения термодинамической эффективности и снижения энергозатрат процессов;
- повышения степени извлечения целевых компонентов;
- повышения степени чистоты конечных продуктов;
- автоматизации работы установки с применением схем оптимального регулирования и минимального числа обслуживающего персонала;
- комбинирования процессов;
- обеспечения максимальной безопасности установок.

6.3 В схемы технологических установок следует закладывать технические решения по рекуперации теплоты и утилизации его вторичных источников (теплоты уходящих газов печей, выхлопных газов газомотокомпрессоров и газовых турбин, горячего воздуха агрегатов воздушного охлаждения, вытяжного воздуха в системах вентиляции и др.). Экономическая целесообразность таких решений должна быть подтверждена расчетом.

Технологические установки подготовки газа и конденсата к транспорту следует применять в блочном и блочно-комплектном исполнении. Они должны определяться составом сырья, количеством и ассортиментом готовой продукции, которая должна быть получена на предприятии в соответствии с утвержденным заданием на проектирование.

6.4 В технологических схемах установок следует предусмотреть возможность опорожнения технологических аппаратов, содержащих СУГ, ЛВЖ, ГЖ и токсичные жидкости, с помощью насосов или любыми другими способами (обеспечивающими требуемый уровень пожаровзрывобезопасности) в емкости резервуарных парков или в специально предназначенные для этой цели аварийные или дренажные емкости, объем которых должен приниматься на 25 % больше объема направляемого в эти емкости продукта.

7 УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

7.1 Установки подготовки газа (УПГ) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения.

Примечание. К оборудованию общего технологического назначения относится оборудование, входящее в состав технологической установки (технологической линии) и обеспечивающее функциональную работоспособность всей технологической установки (технологической линии). Например: блоки дренажной емкости, топливного газа, подогрева и подачи теплоносителя в обогреваемые места технологического оборудования, отключающей арматуры на входе и выходе с площадок УППГ, УКПГ и ГС, факельное хозяйство и т.д.

7.2 При выборе мощности УПГ на ГДП, СПХГ и МГДП следует руководствоваться рядами мощностей, приведенными в приложениях В, Г и Д, соответственно.

7.3 В случае применения метанола в системе сбора следует предусматривать мероприятия, позволяющие выделять из газа метанольную воду и направлять ее на утилизацию. Способ утилизации определяется технико-экономическим обоснованием.

7.4 Установки, предназначенные для подготовки газа и извлечения конденсата на газоконденсатных месторождениях должны быть спроектированы с учетом влияния снижения пластового давления на их работу. В первую очередь имеются в виду изменения состава и количества сырья, снижение в составе конденсата тяжелых фракций, когда конденсат используется для производства какого-либо продукта: абсорбента, моторных топлив и т.д. При отсутствии таких данных в проект установок через определенный период вносятся соответствующие изменения.

7.5 При размещении на одной площадке нескольких установок (технологических линий) одного назначения, состоящих из одинаковых блоков, необходимо обеспечить взаимозаменяемость этих блоков и возможность переработки промежуточных потоков

одной установки (технологической линии) на другой. Кроме того, технологические схемы установок, состоящих из нескольких технологических линий, должны обеспечивать автономную эксплуатацию каждой линии и возможность отключения оборудования без полной остановки установки.

7.6 Очистка газа от механических примесей, капельной жидкости осуществляется в сепараторах на УКПГ, УППГ, ГРП, в пылеуловителях на ДКС ГДП и КС СПХГ.

7.7 Товарный газ по показателям качества должен удовлетворять требованиям государственного стандарта [31], в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования или отраслевого стандарта [11], при подаче в магистральный газопровод.

7.8 Для осушки и отбензинивания газа принимаются следующие типовые способы:

- абсорбционная осушка;
- адсорбционная осушка;
- низкотемпературная сепарация;
- низкотемпературная абсорбция;
- масляная абсорбция.

7.9 На газовых (бесконденсатных) месторождениях для подготовки газа рекомендуются способы абсорбционной или адсорбционной осушки. Причем последний используется, если по условиям транспортирования требуется минимальная точка росы обрабатываемого газа (ниже минус 25 °С). Другие способы могут быть применены при соответствующем ТЭО.

7.10 Степень насыщения осушителя влаги и его удельный расход устанавливается с учетом режима процесса (P, t), числа контактных устройств в абсорбере, качества осушителя.

7.11 Количество подаваемого в абсорбер осушителя (гликоля) определяется расчетом для каждого конкретного случая, исходя из начального влагосодержания поступаемого сырья, требований к конечному продукту и конструкции абсорбера.

7.12 Потери осушителя при абсорбционной осушке газа не должны превышать 0,02 кг (20 г) на 1000 м^3 газа для ДЭГа и 0,01 кг (10 г) на 1000 м^3 для ТЭГа.

7.13 Установка абсорбционной осушки включает следующее оборудование:

- абсорбер;
- теплообменники;
- холодильники;
- выветриватели;
- десорбер;
- промежуточные емкости;
- насосы и фильтры раствора.

7.14 Установка адсорбционной осушки включает следующее оборудование:

- сепаратор сырого газа;
- адсорберы;
- воздушные холодильники;
- подогреватели газа;
- компрессоры для дожатия газа регенерации.

7.15 На газоконденсатных месторождениях для отбензинивания газа могут применяться следующие способы:

- низкотемпературная сепарация;
- низкотемпературная абсорбция;
- масляная абсорбция.

В каждом конкретном случае выбор способа отбензинивания определяется в результате технико-экономического обоснования.

7.16 Установка НТС включает следующий минимальный набор оборудования:

- сепаратор I ступени;
- узел впрыска в поток газа ингибитора гидратообразования (метанола, 70-80 % ДЭГа или других гликолей);
- рекуперативные теплообменники;
- дроссель, эжектор утилизации газа выветривания, холодильную машину;
- низкотемпературный сепаратор (сепаратор тонкой очистки);
- разделители газового конденсата и воды с ингибитором гидратообразования;

7.17 На установках НТА охлаждение газа следует производить за счет дроссель-эффекта, а при отсутствии его в схему необходимо включать источник искусственного холода.

7.18 Установка НТА должна проектироваться на базе установки НТС с добавлением абсорбционной колонны или с заменой низкотемпературного сепаратора абсорбером-сепаратором.

7.19 Для обеспечения кондиции газа установка масляной абсорбции должна сочетаться с установкой осушки газа.

7.20 Установка масляной абсорбции включает следующее оборудование:

- сепаратор;
- абсорбционную колонну или абсорбер-сепаратор;
- установку регенерации абсорбента.

7.21 Принимая во внимание, что 1,5-2 % отборы газа при разработке малых месторождений способствуют длительному сохранению высоких устьевых давлений, для МГДП рекомендуется принимать единый технологический процесс осушки и отбензинивания газа методом НТС с впрыском метанола. Метод рекомендуется как для газоконденсатных, так и для чисто газовых месторождений с высокими устьевыми давлениями с не-

пользованием для получения низких температур холода дроссель-эффекта, а также, за счет подключения турбодетандерного агрегата или установки получения искусственного холода и аппаратов воздушного охлаждения.

7.22 Проектом установки НТС должен быть предусмотрен узел ее будущего подключения к турбодетандеру или источнику получения искусственного холода.

7.23 На СПХГ выбор технологической схемы подготовки газа осуществляется в зависимости от типа и структуры ПХГ и на основании технико-экономических расчетов. На ПХГ, создаваемых в истощенных газовых бесконденсатных месторождениях, рекомендуется абсорбционная осушка газа раствором гликоля. На ПХГ, создаваемых в газоконденсатных или нефтяных месторождениях, подготовку газа, содержащего конденсирующиеся углеводороды $C_{5+в}$, рекомендуется осуществлять способом НТС, обеспечивающим одновременную осушку и отбензинивание газа. Кроме того, способ НТС может быть рекомендован для осушки газа, отбираемого из хранилищ в водоносных пластах при высоком давлении отбираемого газа. При наличии сероводорода, оставшегося в залежи, предлагается абсорбционный (аминовый) способ сероочистки с последующей утилизацией кислых газов.

7.24 Для месторождений, расположенных в северных районах, газ, поступающий в магистральный газопровод, должен иметь температуру, близкую к температуре грунта, в целях обеспечения стационарного состояния системы газопровод-многолетнемерзлые грунты. Снижение температуры газа, поступающего в магистральный газопровод, с применением станций охлаждения газа обосновывается проектными расчетами.

При проектировании станций охлаждения газа следует руководствоваться правилами норм [71].

8 УСТАНОВКИ СЕРООЧИСТКИ ГАЗА

8.1 Технология подготовки газа, содержащего агрессивные примеси H_2S и CO_2, принципиально не отличается от подготовки бессернистого газа, за исключением необходимости очистки газа от этих примесей.

Требования настоящего раздела распространяются на проектирование технологических установок сероочистки газа для МГДП, ГДП и СПХГ.

8.2 По содержанию агрессивных примесей H_2S и CO_2 все месторождения классифицируются на:

- месторождения с неагрессивной средой с содержанием H_2S – менее 0,0013 % об, CO_2 – менее 1 % об;
- месторождения с агрессивной средой, с содержанием H_2S – более 0,0013 % об, CO_2 – более 1 % об.

8.3 В свою очередь, месторождения с агрессивной средой подразделяются на:

- малосернистые, H_2S – от 0,0013 до 3 % об, CO_2 от 1 до 4 % об;
- высокосернистые, H_2S – от 3 до 6 % об и более, CO_2 от 4 до 6 % об.

8.4 Известные методы очистки газов от сероводорода можно разделить на три группы:

- 1 группа – абсорбционные;
- 2 группа – адсорбционные;
- 3 группа – окислительные.

Абсорбционные методы очистки подразделяются на:

- химическую абсорбцию с помощью водных растворов аминов (МЭА, ДЭА, МДЭА), поташа, щелочей и др.;
- физико-химическую абсорбцию (процесс ректизол, а также другие процессы, в которых сероводород растворяется в поглотителе при пониженных температурах и повышенном давлении).

Адсорбционные методы очистки основаны на способности сероводорода сорбироваться на твердых поверхностях различных веществ, таких, как искусственные и естественные цеолиты, активированный уголь, твердые хемосорбенты на основе окислов железа и др.

Окислительные методы основаны на том, что сероводород является восстановителем и легко может быть окислен до элементарной серы, сульфитов и сульфатов различными веществами (водно-щелочной раствор комплексных соединений железа).

8.5 Принятая классификация достаточно условна, так как оптимальный метод очистки газов может быть применен в различных сочетаниях и выбирается в каждом конкретном случае индивидуально в зависимости от исходных данных и требований к конечному продукту.

8.6 В общем случае, при проектировании установок сероочистки следует руководствоваться правилами норм [32].

8.7 Для высокосернистых газов в качестве типового предлагается аминовый способ очистки.

8.8 Для очистки от сероводорода малосернистых газов могут использоваться два типа способов: окислительные и адсорбционные.

Если в составе этих газов концентрация CO_2 во много раз (20÷30) выше, чем концентрация H_2S, то для них предпочтительны окислительные способы очистки.

8.9 В соответствии с требованиями [11] в газе, подаваемом в магистральные газопроводы, содержание сероводорода не должно превышать 0,7 г/100 м^3, содержание двуокиси углерода не регламентируется. Поэтому при очистке газа от сероводорода двуокись углерода может удаляться не полностью и поступать в магистральный газопровод в таком количестве, чтобы низшая теплота сгорания транспортируемого газа составляла не менее 32,5 МДж/ст.м^3. При селективном извлечении мощность установок очистки газа, опреде-

ляемая по количеству поглотителя, во много раз меньше мощности установок с применением неселективных процессов.

8.10 Проектирование установок сероочистки газа растворами аминов и адсорбционным способом следует выполнять с учетом требований подраздела 10.2 норм [32].

8.11 Установка аминовой очистки газа включает следующее оборудование:

- абсорбер;
- сепараторы;
- теплообменники;
- выветриватель;
- десорбер;
- испаритель;
- холодильники;
- насосы;
- фильтры амина.

8.12 Установка очистки газа гидроокисью железа включает следующее оборудование:

- контакторы;
- сепараторы;
- насосы;
- регенератор;
- эжектор,
- емкости.

8.13 Установка очистки газа методом адсорбции включает следующее оборудование.

- адсорберы;
- печь подогрева газа регенерации;
- сепараторы;
- теплообменники рекуперации;
- фильтры пылеуловители.

8.14 Состав и параметры природного газа, поступающего на очистку, нормами не регламентируются и должны приниматься в соответствии с заданиями на проектирование обустройства месторождения и учитываться при проектировании установок сероочистки

8.15 Для подготовки сероводородосодержащего газа малых месторождений необходимо провести весь комплекс очистки от агрессивных примесей в соответствии с вышеизложенными методами очистки. Основной характеристикой для выбора способа очистки сероводородсодержащего газа малых месторождений, кроме доведения параметров газа до требований соответствующего стандарта, является количество извлекаемой из газа серы (max)

8.16 По количеству извлекаемой из газа серы маломощные сернистые месторождения можно квалифицировать на три группы

- группа 1 – с извлечением серы до 1 т/сут;
- группа 2 – с извлечением серы до 10 т/сут;
- группа 3 – с извлечением серы до 100 т/сут.

8.17 Для месторождений группы 1 могут быть рекомендованы следующие безутилизационные способы очистки от сероводорода:

- адсорбция сероводорода твердыми хемосорбентами на основе окислов железа с получением твердых нетоксичных отходов;
- абсорбционно-окислительный – с использованием хелатного железа и со сбросом серы в отвал после фильтрации из раствора без специальной обработки, т.к. она не является токсичным продуктом.

8.18 Для месторождений группы 2 рекомендуется абсорбционно-окисли-тельный метод очистки с выделением серы в процессе регенерации сорбента.

Применение абсорбционно-окислительного метода экономически целесообразно для месторождений с извлечением серы примерно до 3-5 т/сут. В случае, когда в исходном сыром газе наряду с H_2S присутствует и CO_2, то диапазон экономичности окислительного метода расширяется в сторону более высокой производительности по сере тем в большей степени, чем выше концентрация CO_2 в исходном газе.

8.19 Для месторождений группы 3, при соотношении H_2S и CO_2 в исходном газе >1,0, рекомендуется, широко применяемый в газовой промышленности абсорбционно-этаноламиновый способ сероочистки газа с переработкой сероводорода в серу по классическому методу Клауса.

8.20 Качество газа после установки сероочистки, по допустимому содержанию H_2S и меркаптановой серы должно удовлетворять требованиям государственного стандарта [31] при применении его в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования или отраслевого стандарта [11], при подаче в магистральный газопровод.

9 УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА

9.1 Возможны следующие способы стабилизации конденсата:

- ступенчатая дегазация;
- одно- или двухколонная ректификация.

Основным способом стабилизации, обеспечивающим минимальные потери целевых фракций стабильного конденсата, является одно- или двухколонная дебутанизация.

9.2 Выбор способа подготовки конденсата зависит от его состава и целесообразности получения из него товарных продуктов: пропан-бутановых фракций и стабильного конденсата.

9.3 Состав и качество стабильного конденсата должны соответствовать требованиям [33].

9.4 *Установки стабилизации конденсата в колоннах*

9.4.1 При колонной подготовке нестабильного конденсата могут быть приняты схемы деэтанизации и дебутанизации.

9.4.2 В процессе деэтанизации и дебутанизации конденсата одновременно со стабильным конденсатом может предусматриваться получение этана, газов углеводородных сжиженных, пропан-бутановых фракций (ПБФ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и т.д.

9.4.3 Газы углеводородные сжиженные, предназначенные в качестве топлива для коммунально-бытового потребления и промышленных целей, должны удовлетворять требованиям [34]. Широкая фракция легких углеводородов должна удовлетворять требованиям [35].

9.4.4 При выборе способа стабилизации конденсата (одно- или двухколонной) следует учитывать содержание в сыром конденсате этана, пропан-бутановых фракций и наличие потребителей этих газов:

- при содержании ПБФ, достаточном для прибыльной реализации потребителям, стабилизацию следует осуществлять по двухколонной схеме с получением газов деэтанизации, ПБФ и стабильного конденсата;
- при содержании ПБФ, недостаточном для прибыльной реализации, стабилизацию рекомендуется проводить по одноколонной схеме дебутанизации;
- газы деэтанизации, стабилизации конденсата рекомендуется направлять в поток товарного газа путем эжектирования или компримирования. Выбор способа подачи газа обосновывается технико-экономическим расчетом. Необходимость дополнительной подготовки этих газов определяется при проектировании.

9.4.5 Установки стабилизации конденсата (УСК) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения.

9.4.6 Мощность и схема УСК зависят от состава и количества сырого (нестабильного) конденсата.

9.4.7 В зависимости от принятого способа в составе УСК должно быть предусмотрено следующее основное оборудование:

- колонна деэтанизации;
- колонна дебутанизации, предназначенная для отделения (ректификации) от конденсата, поступающего из колонны деэтанизации ПБФ при двухколонной схеме стабилизации или газов стабилизации – при одноколонной схеме;
- рекуперативные теплообменники «конденсат-конденсат»,
- аппараты воздушного охлаждения (АВО) паров ПБФ;

- печь подогрева циркулирующего конденсата;
- насосы перекачки циркулирующего конденсата и орошения;
- дренажные и аварийные емкости для слива продуктов из аппаратов, трубопроводов, насосов, обеспечивающие прием в случае аварийных ситуаций и откачку на повторную обработку, либо в резервуарный парк на временное хранение;
- рефлюксная емкость.

9.4.8 УСК располагают на УКПГ, ГС или отдельной площадке.

9.4.9 Сырьевой резервуарный парк для УСК необходимо предусматривать только при ее расположении на отдельной площадке

9.4.10 Направление подачи готовой продукции с УСК определяется проектом в зависимости от дальнейшего использования конденсата.

9.4.11 Нестабильный конденсат следует хранить на территории УСК как сжиженный нефтяной газ с учетом требований [36, 37].

9.5 *Установки концевые трапные*

9.5.1 На промплощадке УСК проектом предусматриваются установки концевые трапные (УКТ) с предварительным нагревом конденсата в теплообменниках для достижения требуемого по стандарту [33] давления насыщенных паров стабильного конденсата. Из УКТ выветренный конденсат направляется в резервуарные парки для товарной продукции и на насосные для перекачки.

9.5.2 В составе УКТ должны быть предусмотрены теплообменники для подогрева конденсата и трапы для его ступенчатого разгазирования при снижении давления до атмосферного. Количество ступеней выветривания определяется в зависимости от состава и физико-химических свойств сырого конденсата.

9.5.3 Из резервуарного парка конденсат может направляться или на реализацию, как товарный продукт, или, после ввода в действие УСК, возвращаться для окончательной стабилизации с целью дальнейшей реализации или переработки в моторные топлива.

9.5.4 При проектировании установок концевых трапных следует предусматривать утилизацию газов дегазации наиболее экономичным способом.

9.6 *Насосы для перекачки газового конденсата*

9.6.1 Тип насосов для перекачки газового конденсата подбирается в зависимости от физико-химических свойств конденсата и требуемого объема перекачки. Следует применять центробежные насосы, допускающие работы с подпором на всасывающей линии с учетом требований [37].

9.6.2 На напорных линиях центробежных насосов должны предусматриваться обратные клапаны (первыми от насосов) и запорная арматура.

9.6.3 Количество рабочих насосов определяется в зависимости от производительности насосной с учетом роста добычи газа по годам. Замер расхода конденсата следует предусмотреть после насосной.

9.6.4 В проектах должна быть предусмотрена обвязка насосов, позволяющая держать резервный насос в готовом к работе состоянии.

9.6.5 Для перекачки сжиженных газов или легковоспламеняющихся жидкостей следует применять герметичные насосы (с экранированным электродвигателем соответствующего уровня взрывозащиты) и насосы с двойным торцовым уплотнением, по возможности применяя локальные установки пожаротушения насосов.

9.6.6 Расположение насосов на объектах следует предусматривать, как правило, в помещениях, укрытиях или в блок-боксах.

9.6.7 Размещение насосного оборудования в блок-боксах должны удовлетворять требованиям [7].

Габариты и вес блок-боксов насосных должны удовлетворять условиям, перечисленным в п. 12.8 настоящих норм.

9.6.8 Обвязка насосов должна производиться в соответствии с нормами [32].

10 УСТАНОВКИ ПЕРЕРАБОТКИ КОНДЕНСАТА

10.1 Установки переработки конденсата (УПК) предназначены для осуществления процессов переработки стабильного конденсата в моторные топлива: бензин, дизельное топливо. При этом остаточные фракции переработки стабильного конденсата могут быть использованы как печное топливо – мазут.

10.2 Номенклатура продукции УПК определяется на основании результатов технико-экономических расчетов, учитывающих количество и состав исходного сырья, его физико-химических свойств, наличие потребителей продукции в ближайших регионах и ряд других факторов.

10.3 Качество получаемых в результате переработки углеводородного конденсата продуктов должно соответствовать требованиям технических условий:

- на бензин автомобильный [38];
- на бензин неэтилированный [241];
- на топливо дизельное [39];
- на мазут [40].

10.4 Установки переработки конденсата (УПК) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения.

10.5 Мощность УПК устанавливается в зависимости от количества сырья (стабильного конденсата), поступающего с УСК.

10.6 В общем случае в составе технологических линий УПК должно предусматриваться следующее основное технологическое оборудование:

- колонна для получения бензиновых фракций;

- колонна для получения дизтоплива с выделением остаточных фракций;
- АВО паров отделяемых фракций;
- печь подогрева циркулирующей кубовой жидкости колонны;
- насосы орошения колонн и перекачки циркулирующей жидкости.

Рекомендуется, при возможности, агрегатировать оборудование в единый многофункциональный блок.

10.7 Для слива продуктов из аппаратов, трубопроводов и насосов при технологической необходимости или в аварийных ситуациях в составе УПК следует предусматривать емкости дренажные и аварийные, обеспечивающие прием и откачку углеводородов либо на повторную переработку, либо на склад некондиции.

10.8 Хранение продуктов переработки конденсата должно осуществляться при атмосферном давлении в резервуарах или другой таре, размещаемых на складах нефтепродуктов или на площадке резервуарного парка.

11 УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ

11.1 Выбор способа производства серы решается в каждом конкретном случае индивидуально на основании результатов технико-экономических расчетов, учитывающих содержание серы в исходном сырье и прочие факторы.

11.2 При извлечении серы до 1 т/сут утилизация ее не обязательна, т.е. небольшие количества серы могут сбрасываться в виде SO_2 или твердых нетоксичных отходов с соблюдением природоохранных требований.

11.3 При извлечении серы от 3 до 5 т/сут рекомендуется получение серы окислительным методом, когда в процессе регенерации сорбента продувкой воздухом сероводород конвертируется в элементарную серу.

11.4 При извлечении серы от 5 до 10 т/сут и выше рекомендуется схема установки производства серы по одной из модификаций процесса Клауса.

11.5 В составе установки производства серы по методу Клауса должно быть предусмотрено следующее оборудование:

- сепаратор;
- воздуходувка;
- котлы-утилизаторы;
- реакторы;
- печи;
- сборник жидкой серы;
- дымовая труба.

11.6 В общем случае, при проектировании установок получения серы следует руководствоваться правилами норм [32].

11.7 В зависимости от вида выпускаемой товарной продукции сера должна удовлетворять соответствующим требованиям [41-43].

11.8 Для хранения и отгрузки готового продукта необходимо предусматривать специальную площадку с соответствующим оборудованием. Площадку целесообразно располагать на территории установки получения серы с возможностью подъезда автотранспорта и с соблюдением необходимых мер пожарной безопасности.

12 ВЫБОР И КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

12.1 При выборе оборудования объектов МГДП, ГДП и СПХГ (в дальнейшем «объектов») следует максимально использовать блочно-комплектное оборудование (БКО) с унифицированными узлами высокой заводской готовности и автоматизации с учетом требований норм [18].

12.2 При разработке оборудования для объектов в конструкциях технологических блоков должны учитываться новейшие прогрессивные технические решения, обеспечивающие высокую технологическую, экономическую, эргономическую и экологическую эффективность создаваемых технологических комплексов, а также требуемый уровень пожаровзрывобезопасности.

12.3 Конструкция разрабатываемого оборудования должна учитывать возможность управления комплексами с помощью микропроцессорной техники, позволяющей перейти к «безлюдной технологии».

12.4 С целью повышения общей заводской готовности и сокращения монтажных работ при строительстве, оборудование должно быть максимально агрегатировано в укрупненные блоки с обвязкой по технологическим схемам соответствующих установок.

12.5 Блоки на месте монтажа должны рационально стыковаться в технологические линии с минимальной протяженностью межблочных коммуникаций.

12.6 Для оборудования, эксплуатируемого на открытых площадках, следует предусматривать:

- обогрев, исключающий замерзание жидкостей в процессе эксплуатации и при прекращении работы;
- возможность быстрого слива застывающих жидкостей из аппаратов при прекращении работы;
- устройства для защиты движущихся частей оборудования от атмосферных осадков;
- средства защиты от коррозии, вызываемой атмосферными осадками;
- мероприятия, обеспечивающие нормальные условия эксплуатации средств автоматизации, защитной и регулирующей арматуры.

12.7 Для предотвращения увеличения масштаба аварии при пожаре технологическое оборудование должно быть защищено от теплового излучения установками водяного орошения (пожарными лафетными стволами, стационарными установками тепловой защиты) в соответствии со стандартом [228].

12.8 Для установок промысловой подготовки газа предлагается применять два исполнения технологического оборудования по материальному исполнению: нормальное и коррозионно-стойкое.

12.9 Габариты и вес БКО должны обеспечивать возможность транспортировки его по железной дороге в полном соответствии с требованиями технических условий погрузки и крепления грузов МПС, а также соответствовать инструкциям по перевозке водным, воздушным и автомобильным транспортом.

12.10 Компоновочные решения технологических установок на объектах должны соответствовать положениями разделов 36 и 37 настоящих норм, а также обеспечивать нижеперечисленные требования:

- минимальные капитальные и эксплуатационные расходы;
- технологическую взаимозаменяемость;
- последовательность технологических процессов с минимальным количеством встречных перекачек;
- оптимальные размеры рабочей площади агрегатов, технологических блоков, установки;
- деление на участки, обеспечивающие возможность опорожнения от продукта всех аппаратов и трубопроводов, расположенных на площадке;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и размещение подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ с помощью средств механизации.

12.11 Размещение и обвязка аппаратов с трубными пучками должны обеспечивать возможность демонтажа трубного пучка со стороны, противоположной размещению плавающей головки, либо очистки трубок в аппаратах кожухотрубных с неподвижными трубными решетками.

12.12 Все сосуды, работающие под давлением, должны оснащаться запорной, предохранительной и регулирующей арматурой в соответствии с требованиями правил [44] и [45].

12.13 Для предотвращения опасных последствий проникновения в системы теплоснабжения взрывопожароопасных или вредных веществ в случае разрушения и разгерметизации труб с теплоносителем, проходящих внутри аппаратов, работающих под давлением, при проектировании в соответствии с требованиями инструкции [12] необходимо соблюдать следующие требования:

- на подводящем и отводящем трубопроводах теплоносителя предусмотреть запорные органы, рассчитанные на давление в аппаратах;
- на подводящем трубопроводе теплоносителя предусмотреть обратный клапан, рассчитанный на давление в аппарате.

12.14 Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями [7].

Необходимо предусматривать:

а) Основные проходы по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м.

б) Основные проходы по фронту обслуживания компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы, и проходы при наличии постоянных рабочих мест – шириной не менее 1,5 м.

в) Проходы между аппаратами, 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 обслуживания.

г) Проходы для осмотра, периодической проверки, регулирования аппаратов и приборов – шириной не менее 0,8 м.

д) Проходы между отдельно стоящими насосами – шириной не менее 0,8 м.

е) Проходы у оконных проемов – шириной не менее 1 м.

ж) Проходы между газовыми компрессорами – не менее 1,5 м. Ширина прохода между малогабаритными машинами (шириной и высотой до 0,8 м) – не менее 1 м.

з) Расстояние между фундаментами «в свету» для вертикальных аппаратов массой более 100 т или высотой более 40 м должны быть не менее 3,5 м.

Примечания:

1. Центральные или основные проходы должны быть, как правило, прямолинейными.

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

Допускается установка на одном фундаменте двух и более насосов, в этом случае расстояния между насосами определяются условиями их обслуживания.

12.15 Для технологических установок различного назначения с применением систем охлаждения следует предусматривать, по возможности, безводные системы (использование воздуха или другого охлаждающего агента).

12.16 Территорию наружных площадок для установки технологического оборудования, требующего постоянных рабочих мест, следует проектировать с бетонным покрытием.

12.17 Наружные площадки должны быть на 15 см выше планировочной отметки земли с уклоном для отвода дождевых вод не менее 0,003. Участки перекрытий и технологических площадок, на которых установлены аппараты, установки и оборудование с наличием в них ЛВЖ, ГЖ и СУГ должны иметь глухие бортики из негорючих материалов или поддоны. Высота бортиков, определяемая по объему разлившейся жидкости (но, не менее 15 см) и площадь между бортиками или поддонов устанавливаются в технологической части проекта.

12.18 Аварийные трубопроводы должны иметь постоянный уклон в сторону дренажных емкостей, проектироваться по возможности прямолинейными с минимальным количеством отводов и поворотов.

12.19 Запорную арматуру для аварийного отключения технологического оборудования с ГГ, ЛВЖ, ГЖ, СУГ и НГК следует предусматривать, как правило, дистанционно управляемую с ручным дублером в соответствии с указаниями [7] и правилами [37].

При необходимости для защиты человека от теплового излучения пламени пожара в местах установки арматуры с ручным приводом должны предусматриваться тепловые экраны.

12.20 Аварийные задвижки с дистанционным и автоматическим управлением должны быть оборудованы ручным дублером.

12.21 Аварийные (дренажные) емкости, предназначенные для слива ЛВЖ и ГЖ из печей, следует располагать на расстояниях не менее принятых в указаниях [7]. В зимний период наземные емкости, находящиеся в ожидании сброса продукта из печи, должны быть в нагретом состоянии

12.22 В обвязке аппаратов и сосудов с наличием ЛВЖ, ГЖ и СУГ следует предусматривать штуцеры для подсоединения к ним съемных трубопроводов подачи воды, пара и инертного газа при подготовке их к ремонту.

12.23 Технические средства, предназначенные для работы в непосредственном контакте с рабочими веществами, содержащими сероводород, должны отвечать требованиям, изложенным в п.п. 19.2.3-19.2.6, 19.2.11 раздела 19 настоящих норм.

13 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

13.1 *Технологические трубопроводы*

13.1.1 К технологическим трубопроводам МГДП, ГДП и СПХГ относятся трубопроводы в пределах предприятия, по которым транспортируется сырье, продукты и полу-

фабрикаты производства, реагенты, ингибиторы и другие жидкие и газообразные среды, обеспечивающие технологический процесс производства.

13.1.2 Проектирование технологических трубопроводов, работающих под давлением до 10 МПа, следует выполнять, руководствуясь нормами и правилами документов [26, 46-48], свыше 10 МПа – документов [30, 61, 62].

При этом, необходимо соблюдать следующие требования:

- конструировать трубопроводы, как правило, из унифицированных элементов и узлов;
- предусматривать возможность централизованного изготовления узлов и секций трубопроводов для осуществления крупноблочного монтажа.

13.1.3 Технологические трубопроводы, в зависимости от способа прокладки, подразделяются:

- на надземные, прокладываемые на эстакадах и высоких опорах при высоте, обеспечивающей проезд под трубопроводами транспорта или проход людей, а также на низких опорах и т. п.;
- подземные, прокладываемые бесканально (в траншеях) или в проходных и непроходных каналах.

13.1.4 Выбор способа прокладки технологических трубопроводов определяется в каждом конкретном случае проектом.

13.1.5 При выборе способа прокладки трубопроводов следует принимать оптимальные, технико-экономически обоснованные решения. Исключение составляют трубопроводы групп А, Ба и Бв, которые прокладываются, как правило, надземно. На участках присоединения к насосам и компрессорам допускается прокладка этих трубопроводов в непроходных каналах [26].

13.1.6 Дренажные трубопроводы, связанные с подземными емкостями, допускается прокладывать подземными, для чего в проекте должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их безопасную эксплуатацию.

13.1.7 При прокладке надземных трубопроводов возможно использование несущей способности трубопроводов большого диаметра для подвески трубопроводов малого диаметра, если допускается их совместная прокладка. Использование несущей способности трубопроводов допускается при выполнении условий их совместной прокладки, оговоренных в инструкции [26].

При этом необходимо произвести расчет труб большого диаметра на допустимый прогиб.

В сейсмических районах использовать несущую способность труб не допускается [47].

13.1.8 Трассы надземных и подземных трубопроводов следует выбирать в зависимости от решения генерального плана МГДП, ГДП и СПХГ с учетом целесообразности

прокладки нескольких трубопроводов по одной трассе при наименьшей их протяженности и наименьшим числом пересечений.

13.1.9 Трассы трубопроводов при проектировании рекомендуется располагать вдоль основных проездов.

13.1.10 Прокладка трубопроводов на низких опорах рекомендуется на участках, по которым не предусмотрено перемещение подъемных механизмов и оборудования во время эксплуатации и ремонта. Минимальная высота прокладки трубопроводов на низких опорах – 0,35 м до низа трубы.

13.1.11 Расположение и крепление трубопроводов внутри зданий должно производиться с обеспечением свободного перемещения, при необходимости, подъемно-транспортных средств. Транзитная прокладка трубопроводов через помещения запрещается (за исключением паро- и водопроводов).

13.1.12 Конфигурация обвязочных газопроводов должна исключать накопление в них застойной жидкости. В противном случае, в соответствующих точках газопроводы должны оборудоваться средствами для удаления жидкости.

13.1.13 При проектировании трубопроводов целесообразно предусматривать максимально возможное и допустимое по условиям безопасности группирование их в общих траншеях и каналах. С этой целью выводы из установок трубопроводов, подлежащие группировке в каналах, рекомендуется группировать в установках еще до погружения в канал.

13.1.14 Прокладка трубопроводов в общих траншеях и каналах должна производиться в один ряд, с соблюдением минимальных расстояний, определенных условиями допускаемого приближения друг к другу, к другим сетям и сооружениям.

13.1.15 Расстояния между осями смежных трубопроводов, размещенных на опорах, эстакадах и в каналах, а также от трубопроводов до стенок каналов для труб с тепловой изоляцией и без нее, независимо от давления в трубопроводах, следует принимать по требованиям [26, 48].

13.1.16 Расстояние по вертикали между подземными технологическими трубопроводами и пересекающими их другими подземными коммуникациями следует принимать в соответствии с документами [26, 16].

13.1.17 Все технологические трубопроводы следует проектировать с уклоном, обеспечивающим возможность полного их опорожнения в аппаратуру установок или другие емкости, при этом, трубопроводы должны иметь уклоны не менее:

- для газопроводов факельных и аварийных линий – 0,003;
- для легкоподвижных жидких сред – 0,002;
- для высоковязких и застывающих веществ – 0,02.

13.1.18 Глубину заложения трубопровода от поверхности земли до верха трубы или теплоизоляционной конструкции следует принимать в соответствии с указаниями инструкции [26].

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

13.1.19 В местах пересечения трубопроводов стен, перегородок следует предусматривать спецфутляры, концы которых должны выступать на 20-50 мм из пересекаемой конструкции. Зазор между трубопроводом и футляром должен быть не менее 10 мм с уплотнением негорючим материалом, допускающим перемещение трубопровода, обеспечивая требуемый предел огнестойкости пересекаемой конструкции. Внутри футляра не допускается размещение сварных швов.

13.1.20 Все трубопроводы, проходящие из невзрывопожароопасного помещения во взрывопожароопасное, должны быть герметично заделаны в патроне стен.

13.1.21 На подземных трубопроводах бесканальной прокладки при пересечении ими автомобильных дорог и других инженерных сооружений следует предусматривать футляры для каждого трубопровода в отдельности или совместную прокладку их в полупроходном канале. Внутренний диаметр футляра должен быть на 100-200 мм больше наружного диаметра трубы (с учетом теплоизоляции). Концы футляра должны выходить за пределы пересечения не менее чем на 0,5 м в каждую сторону.

13.1.22 Конфигурация трубопроводов обвязки газовых компрессоров, насосов, технологических установок, а также размещение и тип опор (неподвижные, подвижные, скользящие, пружинные) должны выбираться с учетом обеспечения самокомпенсации температурных деформаций за счет поворотов и изгибов трассы. В случае недостаточности самокомпенсации следует предусматривать установку специальных компенсирующих устройств (П-образных, Z-образных компенсаторов). На трубопроводах, проложенных в земле, компенсаторы, а также повороты и изгибы, за счет которых происходит самокомпенсация, должны быть расположены в лотках. Усилия от трубопроводов на фланцы оборудования не должны превышать величин, оговоренных в паспортах оборудования.

13.1.23 П-образные компенсаторы должны устанавливаться в горизонтальном положении с соблюдением общего уклона трубопровода. В виде исключения компенсаторы могут быть установлены в вертикальном или наклонном положении петлей вверх или вниз. В этом случае они должны быть снабжены соответствующими дренажными устройствами и воздушниками.

13.1.24 Если проектом предусматривается продувка трубопроводов паром, то их температурная деформация должна восприниматься специальными, установленными для этих целей компенсаторами.

13.1.25 Рекомендуемые скорости потоков приводятся в таблице 13.1.

Таблица 13.1

Рабочее вещество	Рекомендуемая скорость, м/с
Газ природный	5÷20
Конденсат газовый нестабильный в трубопроводах: насосы То же при движении самотеком	 1,5÷3,0/0,5÷1,0 0,1÷0,5 до 1,0
Вязкие жидкости: при вязкости 0,000001 ÷ 0,000 016 м²/с (0,01 ÷ 0,06 см²/с)	 2,5/1,5
при вязкости 0,000 006 ÷ 0,000 012 м²/с (0,06 ÷ 0,12 см²/с)	2,2/1,4
при вязкости 0,000 028 ÷ 0,000 072 м²/с (0,28 ÷ 0,72 см²/с)	1,5/0,5÷1,0
при вязкости 0,000 072 ÷ 0,000 146 м²/с (0,72 ÷ 1,46 см²/с)	1,2/0,2÷0,3
при вязкости 0,000 146 ÷ 0,000 438 м²/с (1,46 ÷ 4,38 см²/с)	1,1/0,2÷0,3
при вязкости 0.000 438 ÷ 0,000 977 м²/с (4,38 ÷ 9,7 см²/с)	1,0/0,2÷0,3
Вода: в трубопроводах циркуляционных систем охлаждения	до 2/1
в трубопроводах напорной канализации	1,0÷1,5
в трубопроводах самотечной канализации	0,6÷1,0
в трубопроводах подпитки котлоагрегатов	1,0÷2,5/1,0÷2,0
Пар водяной: насыщенный перегретый	до 30 50÷70
Конденсат водяной:	0,5÷1,5
Сжатый воздух, инертный газ	7,5÷12,5/5,5÷10
Масла смазочные	0,8÷1,2/0,2÷0,3
Ингибиторы в трубопроводах	до 3
Примечание – в числителе и знаменателе величины значений скорости даны соответственно для нагнетательных и всасывающих трубопроводов.	

13.1.26 Всасывающие и нагнетательные газопроводы поршневых компрессоров в пределах здания разрешается укладывать в закрытых лотках на опорах, не связанных с фундаментом здания.

13.1.27 В компрессорных цехах, производственных помещениях технологических установок, насосных при наличии газовых сред с относительной плотностью по воздуху

0,8 и более, закрытые каналы или лотки, в которых укладываются трубопроводы, должны постоянно вентилироваться или засыпаться песком.

При наличии ЛВЖ, ГЖ или СУГ устройство в помещении или на установке каналов и лотков, расположенных ниже уровня пола или планировочной отметки, не допускается.

13.1.28 Выбор труб для обвязочных трубопроводов технологических установок производится в соответствии с инструкцией [50] и номенклатурой стальных труб и соединительных деталей трубопроводов.

13.1.29 Выбор труб и соединительных деталей для технологических трубопроводов следует осуществлять, руководствуясь требованиями документов [50-52], а в случае наличия примесей сероводорода в транспортируемом продукте – требованиями документов [53-59, 242].

При определении толщин стенок трубопроводов следует исходить из величины рабочего давления в трубопроводе, учитывать срок службы трубопровода и скорость коррозии металла труб по данным проекта разработки месторождения, технологического регламента согласно инструкции [5] или по специальным рекомендациям головной отраслевой организации по коррозии.

13.1.30 Толщины стенок трубопроводов, в зависимости от их назначения, принимаются, исходя из требований документов [15, 52], а при наличии сероводорода – временных рекомендаций [59 и 242].

13.1.31 Все соединения газопроводов и конденсатопроводов должны быть сварными. Фланцевые и резьбовые соединения допускаются только в местах присоединения арматуры и аппаратов, а также на прямых участках в тех случаях, когда этого требуют условия монтажа и эксплуатации. Фланцевые соединения рекомендуется располагать, по возможности, непосредственно у опор.

13.1.32 Не допускается расположение кольцевых (поперечных) сварных стыков на трубопроводах в толщах стен, перегородок или перекрытий строительных конструкций, а также на расстоянии менее 200 мм от опор и подвесок.

13.1.33 Длина прямого участка трубопровода между сварными швами при вварке вставок должна быть не менее 250 мм при диаметре более 530 мм и не менее 100 мм при диаметре 530 мм и менее.

13.1.34 Вварка штуцеров, дренажных труб в трубопроводы допускается только на участках, удаленных от сварных швов трубопровода не менее чем на 200 мм. Не допускается вварка штуцера в крутозагнутые отводы.

Для бобышек допускается принимать расстояние от образующей до стыкового сварного шва не менее 100 мм.

13.1.35 На вводах сырого газа в цеха и технологические установки, а также на выводах товарного газа в магистральный газопровод должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным управлением.

13.1.36 Запорная арматура с дистанционным управлением должна располагаться вне здания на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания или ближайшего аппарата, расположенного вне здания.

13.1.37 Для продувки и плавного набора давления при пуске установки запорная арматура с дистанционным управлением должна снабжаться обводной (байпасной) линией с ручным запорным устройством и показывающим манометром.

13.1.38 Трубопроводы товарного газа на выходе УКПГ, ГС, КС ПХГ на расстояниях, указанных в нормах [30], должны иметь управляемую запорную арматуру для отключения трубопроводов в аварийных ситуациях.

13.1.39 Арматура для газа и газового конденсата должна быть стальной и в соответствии со стандартом [60] обладать герметичностью затвора класса А.

Запорную арматуру на технологических трубопроводах предпочтительнее устанавливать над поверхностью земли. В земле, каналах и лотках допускается установка арматуры, присоединяемой только с помощью сварки. Для арматуры, установленной в земле, следует предусматривать вывод управления на поверхность без устройства колодца. Высота от уровня обслуживающей площадки до оси штурвала арматуры с ручным управлением должна быть не более 1,8 м, а при ее постоянном использовании не более 1,6 м.

13.1.40 При расположении задвижек и другой арматуры в колодцах, лотках и углублениях приводы (штурвалы управления, электро- и пневмоприводы арматуры) следует устанавливать над крышками колодцев выше отметки земли, обеспечивая безопасный доступ к ним на случай ремонта или замены.

13.1.41 Обогревающие теплоспутники трубопроводов, аппаратов, арматуры и приборов рекомендуется предусматривать с незамерзающим теплоносителем (антифризом).

13.1.42 При групповой прокладке трубопроводов на общих опорных конструкциях или эстакадах в тех случаях, когда эти конструкции не рассчитаны на нагрузки, возникающие при одновременном гидравлическом испытании всех трубопроводов, в проекте должна быть оговорена очередность его проведения.

13.1.43 Для обеспечения возможности отключения трубопроводов без слива продуктов в зимнее время должны быть предусмотрены меры, предотвращающие замерзание таких продуктов в трубопроводе.

13.1.44 Для всех трубопроводов, предназначенных для транспортирования ГГ, СУГ, ЛВЖ, ГЖ и НГК, должна быть предусмотрена возможность продувки их инертным газом или острым паром. Подвод инертного газа или пара к технологическим трубопроводам должен производиться с помощью съемных участков трубопровода или гибких шлангов с установкой запорной арматуры с обеих сторон съемного участка; по окончании продувки эти участки трубопроводов или шланги должны быть сняты, а на запорной арматуре установлены заглушки.

Другие способы присоединения к трубопроводам линий инертного газа или пара запрещаются.

Запорная арматура коммуникаций пара должна отвечать требованиям п.6.35-6.39 [229].

13.1.45 На эстакадах трубопроводов, если на них имеются элементы, требующие обслуживания (запорная и регулирующая арматура, фланцевые соединения и др.), необходимо предусматривать проходные мостики шириной не менее 0,6 м с перилами, оборудуемые по концам и через каждые 200 м сходами в виде маршевых лестниц (стремянок) с боковым ограждением.

13.1.46 При наличии в газе сероводорода прокладка трубопроводов к насосам внутри блок-боксов должна предусматриваться, как правило, надземной. Для газов, не содержащих сероводород, допускается прокладка трубопроводов в каналах с последующей засыпкой их песком.

13.1.47 На входе и выходе продукта из печи необходимо устанавливать запорную арматуру. На входе в печь должен быть установлен обратный клапан за запорной арматурой по ходу потока. На многопоточных трубчатых печах запорная арматура и обратный клапан устанавливаются на каждом потоке.

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

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

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

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

13.1.50 В трубчатых печах для продувки змеевика от продукта необходимо предусматривать стационарный подвод в технологический трубопровод инертного газа или водяного пара. На паропроводе или трубопроводе инертного газа, служащего для продувки печи при остановках, должны быть установлены обратный клапан и два запорных устройства с расположенным между ними продувочным вентилем для контроля за плотностью запорной арматуры и спуска конденсата. Вторая по ходу пара или инертного газа задвижка устанавливается с электро- или пневмоприводом. Обратный клапан устанавливается

первым со стороны змеевика печи и непосредственно в месте ввода пара или инертного газа.

В многопоточных печах необходимо предусматривать подвод инертного газа или пара к каждому потоку.

13.1.51 На трубопроводе, подводящем топливный газ к печам, перед последним (по ходу газа) отключающим устройством, непосредственно перед горелками должна быть предусмотрена линия продувки системы топливного газа со сбросом на свечу и на факел.

13.1.52 На трубопроводе подачи топливного газа к горелкам печи должны устанавливаться запорное устройство, замерная диафрагма, запорный (отсечной) клапан, автоматически закрывающий подачу топливного газа при падении давления перед горелками ниже допустимого предела, и регулятор давления топливного газа.

13.1.53 Присоединение отборных устройств средств КиА должно предусматриваться, как правило, при помощи фланцевых соединений.

13.1.54 При проектировании трубопроводов, подверженных вибрации, следует предусматривать дополнительные мероприятия, обеспечивающие их нормальную работу. Прокладывать такие трубопроводы рекомендуется по возможности на низких опорах.

13.1.55 Технологические трубопроводы сжатого воздуха (в случае отсутствия осушки воздуха) и охлаждающей воды необходимо укладывать ниже зоны промерзания грунта. Минимальную глубину заложения принимать по [10].

13.2 *Промысловые трубопроводы*

13.2.1 Промысловые трубопроводы могут быть следующих назначений:

- газопроводы – шлейфы для транспорта газа от скважин до УППГ, ГРП, УКПГ;
- газопроводы – коллекторы для транспорта газа от УППГ, ГРП, кустов скважин до УКПГ, ГС, КС ПХГ, ДКС, ГПЗ;
- газопроводы от установки сероочистки до установки подготовки газа;
- газопроводы товарного газа от установок УКПГ, УППГ до потребителей на площадках;
- газопроводы подключения УКПГ, ГС, КС ПХГ до узла замера;
- конденсатопроводы для транспорта конденсата от УППГ до ГС, и от ГРП до КС ПХГ;
- конденсатопроводы для транспорта стабильного конденсата от УКПГ, ГС, КС ПХГ до складов нефтепродуктов или резервуарного парка;
- конденсатопроводы для транспорта стабильного и нестабильного конденсата от ГДП до узла замера;
- ингибиторопроводы для транспорта ингибиторов от места их хранения до точек ввода (скважины, шлейфы, установки подготовки газа и т.д.);

- трубопроводы насыщенного метанола, подаваемого с установки подготовки газа для закачки в нагнетательную скважину;
- трубопроводы сточных вод, подаваемых к скважинам для закачки в поглощающие горизонты.

13.2.2 Промысловые трубопроводы следует проектировать с учетом требований норм [15,30,61,62].

13.2.3 Проектирование трубопроводов для транспорта ШФЛУ и нестабильного конденсата с давлением упругости паров выше 0,2 МПа производится в соответствии с инструкцией [63].

13.2.4 При проектировании трубопроводов для транспорта продуктов, оказывающих коррозионное воздействие на металл, сварные соединения труб и арматуры, необходимо предусматривать мероприятия, обеспечивающие их защиту от коррозии.

14 УЗЛЫ УЧЕТА ПРОДУКЦИИ ГДП и СПХГ

14.1 *Узлы замера продукции скважин*

14.1.1 Для контроля за режимом работы эксплуатационных скважин и замера их дебита в обвязке устьев скважин следует применять приборы, принцип действия которых основан на измерении перепада давления, создаваемого при прохождении газа через сужающее устройство:

- расходомеры (измерители докритического течения);
- ДИКТ (диафрагменные измерители критического течения).

Тип замерного устройства выбирается в зависимости от конкретных условий исследуемой скважины – дебита скважины, максимального рабочего давления, наличия механических примесей, влаги и т.д.

Для газодинамических исследований скважин и определения количественного содержания в газе твердых и жидких фаз рекомендуются блочные замерные установки, которые монтируются на продувочной линии.

Для измерения количества продукции по каждой отдельной скважине на площадках кустов скважин могут предусматриваться также передвижные замерные сепараторы.

14.1.2 Для замера продукции скважин на промысле ГДП (УКПГ, УППГ), МГДП с количеством скважин более 4-х (УКПГ) или на ПХГ (ГРП) следует предусматривать блоки замерных сепараторов, позволяющих замерять продукцию скважин: газ, конденсат, пластовая вода.

При проектировании замерных сепараторов должны учитываться следующие требования:

- блочность, агрегатирование и унификация внешних и внутренних узлов замерных сепараторов,

- обеспечение оптимальных условий ввода продукции скважин в сепараторы с учетом структуры течения газожидкостной смеси;
- обеспечение благоприятных гидродинамических условий для разделения газожидкостной смеси в сепараторе;
- отделение капельной жидкости от газа;
- обеспечение замера продукции скважин (газа, жидкости).

14.1.3 Для ГДП и СПХГ на каждой УКПГ, УППГ предусматривается один-два замерных сепаратора.

14.1.4 На МГДП с количеством скважин не более 3-х - 4-х замер продукции скважин производится с помощью узлов оперативного замера газа, предусматриваемых в схемах установок подготовки газа, путем отключения из отбора газа всех скважин, кроме одной – исследуемой. Количество жидкости, отделяемой от газа, в этом случае замеряется счетчиком или на выходе из сепаратора, или на выходе из разделителя жидкости.

14.2 *Узлы замера расхода газа*

14.2.1 Узлы коммерческого учета газа предназначены для замера и учета товарного газа, поступающего с объектов ГДП, МГДП или ПХГ в газопровод или потребителю

Сведения, получаемые на замерных узлах, должны регистрироваться и использоваться для взаимных коммерческих операций между поставщиками и потребителями газа.

14.2.2 Замерные узлы следует оборудовать подводящими коллекторами, замерными нитками, замерными устройствами, контрольно-измерительными приборами, запорно-предохранительной арматурой, средствами автоматики и телемеханики, факельными устройствами или продувочными свечами.

14.2.3 В узлах замера расхода газа должны быть предусмотрены приборы, оценивающие качество продукции.

14.2.4 Количество рабочих замерных ниток следует обосновывать технико-экономическим расчетом. На каждую группу замерных ниток, присоединенных к одному коллектору, следует предусматривать одну резервную.

14.2.5 Замерные узлы рекомендуется размещать на открытой площадке. Прокладку замерных ниток следует осуществлять надземно, на низких опорах.

В северной климатической зоне установку измерительных диафрагм следует предусматривать в помещении.

14.2.6 Сброс газа из остановленных замерных ниток и коллекторов следует осуществлять в факельную систему высокого давления или систему сброса на свечу также высокого давления.

14.2.7 Конструкция замерных узлов должна предусматривать компенсацию температурных напряжений, а также возможность ревизии диафрагм или иных замерных устройств и прямых участков в соответствии с требованиями [64-66].

14.2.8 Выбор и монтаж средств измерения следует производить в соответствии с требованиями нормативных документов [64-66].

14.2.9 Приборы КИП и средства телемеханики следует размещать в отапливаемых помещениях или блок-боксах, при температуре окружающей среды не ниже 5 °С на минимальном расстоянии от отборных устройств. Импульсные линии, при необходимости, следует теплоизолировать и обогревать.

14.3 *Узлы учета конденсата*

14.3.1 Узлы учета конденсата должны проектироваться в соответствии с требованиями нормативных документов [64- 66].

14.3.2 Выбор типа измерителя расхода определяется при проектировании.

Для пунктов товарного учета конденсата рекомендуется использовать автоматизированные расходомерные системы с применением диафрагменных или турбинных расходомеров.

Для пунктов оперативного учета конденсата рекомендуется использовать механические (или комбинированные электромеханические) расходомерные системы с применением диафрагменных или турбинных расходомеров.

Наряду с вышеупомянутыми допускается применение и других типов расходомеров, обеспечивающих требуемую по стандартам точность измерения, например вихревые, ультразвуковые и т.п.

14.3.3 Режим перекачки конденсата через пункт учета должен быть стабильным. Измеряемый поток должен заполнять все поперечное сечение измерительных трубопроводов.

Предел допустимой относительной погрешности замера не должен превышать в пунктах товарного учета конденсата ±0,5 % объема конденсата; в пунктах оперативного учета ±4 %.

14.3.4 При установке турбинных и диафрагменных расходомеров в пунктах учета следует соблюдать следующие требования:

- поток жидкости через расходомер должен быть однофазным (без выделения растворенного газа);
- поток жидкости, проходящий через расходомер, должен быть однородным по физическим свойствам и не расслаиваться на воду и конденсат (конденсатную эмульсию).

14.3.5 В составе узлов товарного и оперативного учета конденсата следует предусматривать:

- рабочие, резервные и контрольные измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательным оборудованием: фильтрами, струевыпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, автоматически управляемой регулирующей и контрольно-предохранительной арматурой и устройством

контроля протечек, вторичными приборами обработки, хранения, индикации и передачи результатов измерения параметров конденсата;

- блок контроля качества, включающий циркуляционный насос, автоматические поточные анализаторы: влагомер, солемер, автоматический поточный плотномер, автоматический пробоотборник, термометр, манометр;
- трубопоршневую установку.

Наряду с основной линией следует предусматривать байпасную для возможности кратковременной работы системы отвода жидкости в случае настройки или устранения неисправностей рабочих элементов измерительной линии.

14.3.6 Конденсат при опорожнении измерительных линий и фильтров узлов учета следует собирать в дренажную емкость.

В тех случаях, когда в аварийную емкость сбрасывается продукт с низкими температурами, допускается дренирование замерных узлов производить в аварийную емкость.

14.4 *Узлы оперативного замера расхода технологических потоков*

Оперативные замеры расхода всех технологических газовых и жидкостных потоков производить с пределом допустимой относительной погрешности замера не более ± 4 %.

14.5 *Узлы замера расхода метанола*

Замер расхода метанола при его приеме – выдаче на местах хранения, следует производить с пределом допустимой относительной погрешности не более ± 0,5 %.

15 СКЛАДЫ ИНГИБИТОРОВ, КОНДЕНСАТА И НЕФТЕПРОДУКТОВ

15.1 При проектировании складов нефтепродуктов для ГДП следует руководствоваться нормативными документами [23, 37, 67].

15.2 Склады ингибиторов, конденсата и нефтепродуктов могут включать:

- резервуарный парк;
- насосную склада;
- топливораздаточные колонки или устройства;
- склад масла в таре.

15.3 *Резервуарный парк*

15.3.1 Резервуарный парк предназначен для выполнения следующих производственных функций:

- прием и временное хранение ингибиторов (ДЭГ, ТЭГ, метанол, МЭА), сжиженных газов, нестабильного и стабильного конденсата;
- прием и временное хранение бензина, керосина, дизельного топлива, смазочных материалов, антифриза;
- прием и временное хранение печного топлива (мазута);
- прием отработанного масла;

- внутрипарковую перекачку продуктов из емкости в емкость (из резервуара в резервуар);
- возврат некондиционных продуктов на технологические установки промысла;
- выдачу всех видов продукции потребителям.

15.3.2 Резервуарные парки для стабильного конденсата проектируются в соответствии с документом [32].

15.3.3 Резервуарные парки в своем составе могут содержать следующий набор емкостей, резервуаров, оборудования и устройств:

- резервуары нестабильного конденсата;
- резервуары стабильного конденсата;
- резервуары ПФЛУ, СГ и ПБФ;
- резервуары бензина;
- резервуары керосина;
- резервуары дизельного топлива,
- резервуары мазута;
- резервуары чистого масла;
- резервуары отработанного масла;
- емкости ДЭГа, ТЭГа, МЭА;
- емкости хранения метанола;
- насосные;
- приемно-раздаточные колонки.

15.3.4 Комплектность парка, вместимость резервуаров и емкостей для каждого продукта определяется в каждом конкретном случае проектом.

15.3.5 Применение резервуаров не по назначению не допускается.

15.3.6 Вместимость резервуаров смазочных масел должна быть достаточной для обеспечения подпитки газоперекачивающих агрегатов и насосного оборудования в течение трех месяцев. Резервуары, кроме этого, должны вмещать 50 %-ый запас объема маслосистемы всех установленных ГПА и насосов. Нормативные запасы смазочных масел определены в разделе 28 настоящих «Норм... «.

15.3.7 Необходимость обогрева и теплоизоляции резервуаров и обвязочных трубопроводов в каждом конкретном случае должна определяться в зависимости от физико-химических свойств хранимого продукта и климатических условий.

15.3.8 Направление некондиционного продукта должно определяться проектом: либо в емкость технологической установки, либо в одну из емкостей резервуарного парка.

15.3.9 Для проведения операций по приемке реагентов, хранению и отпуску товарной продукции резервуары (емкости) должны быть обвязаны трубопроводами и оснащены арматурой и оборудованием, обеспечивающими следующие функции:

- наполнение и опорожнение емкостей и резервуаров;

- зачистку и ремонт емкостей и резервуаров;
- поддержание давления в емкостях и резервуарах в безопасных пределах;
- отстой и удаление подтоварной воды;
- замер уровня;
- пожаротушение и охлаждение резервуаров (при необходимости).

15.3.10 Отгрузка готовой продукции должна осуществляться трубопроводным, железнодорожным транспортом, либо с помощью автоцистерн.

15.3.11 Транспорт нестабильного конденсата осуществляют по конденсатопроводу в однофазном или двухфазном состоянии в соответствии с принятыми техническими решениями, подтвержденными гидравлическими и технико-экономическими расчетами.

При транспорте в однофазном состоянии давление в конце конденсатопровода должно быть на 0,5 МПа выше давления упругости паров конденсата при максимально возможной температуре транспортирования.

15.3.12 Сливо-наливные эстакады следует проектировать в соответствии с требованиями [23,49]. При выборе типов эстакад в проекте при необходимости следует предусматривать некоторый резерв на случай возможного расширения предприятия и наращивания его мощности. Величина резерва определяется индивидуально, исходя из условий возможности развития технологического процесса данного производства и перспектив наращивания мощности.

15.4 *Склады метанола*

15.4.1 Склады метанола следует проектировать в соответствии с нормативными документами [68-70, 269].

15.4.2 В составе склада метанола следует предусматривать резервуары для метанола, керосина, одоранта и насосную станцию.

15.4.3 Склады метанола должны обеспечивать:

- прием метанола, керосина и одоранта в соответствующие резервуары;
- прием на метанольные насосы для смешения одоранта, керосина и метанола;
- передачу приготовленной смеси на раздаточные и замерные устройства.

16 ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ И КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ ПХГ

16.1 Размещение ДКС и КС ПХГ рекомендуется предусматривать на производственных площадках УКПГ, ГС, ПХГ. Допускается их размещение также на отдельных площадках.

Местонахождение ДКС в технологической схеме подготовки газа газодобывающего предприятия (до или после УКПГ, ГС) решается на основе результатов оптимизационных расчетов в проекте.

16.2 В состав ДКС и КС ПХГ, в общем случае, могут входить следующие установки и устройства:

- сепарации и очистки компримируемого газа;
- компримирования и охлаждения газа;
- подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- воздухоснабжения;
- маслоснабжения;
- утилизации теплоты уходящих газов газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- системы электроснабжения и молниезащиты;
- системы контроля и управления;
- автоматического пожаротушения;
- теплоснабжения;
- производственно-хозяйственного и противопожарного водоснабжения;
- канализации;
- телефонной связи;
- системы оповещения;
- радиофикации;
- пожарной и охранной сигнализации.

Административно-бытовые, подсобно-производственные помещения и вспомогательные объекты должны быть объединены с соответствующими системами УКПГ, УППГ, ГС, ГРП, КС ПХГ и размещаться в зоне служебно-производственного комплекса этих сооружений.

16.3 Проектирование ДКС и КС ПХГ следует выполнять по требованиям, изложенным в нормах [15,30, 45, 71, 72] и ВРД 39-1.8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ».

16.4 Газ, поступающий на прием компрессоров, должен быть очищен от механических примесей и капельной жидкости в соответствии с требованиями ВРД 39-1.8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ». Выделенные жидкие примеси из сепараторов следует направлять в систему сбора жидкости (конденсата) установки подготовки газа.

16.5 На всасывающих линиях центробежных компрессоров должны устанавливаться защитные решетки, а у поршневых компрессоров – газовые фильтры.

16.6 На нагнетательных линиях компрессоров, работающих на общий коллектор, должен быть установлен обратный клапан.

16.7 Компримирование газа на ДКС газовых промыслов и КС ПХГ с обеспечением величины степени повышения давления газа следует предусматривать в одну, или, при технико-экономическом обосновании, в несколько ступеней. После каждой ступени сжатия предусматривается охлаждение компримируемого газа в АВО.

16.8 При многоступенчатом сжатии с промежуточным охлаждением газа необходимо проводить расчеты на возможное выпадение конденсата после каждой ступени, исходя из условий наиболее холодного периода года. В случае выпадения конденсата после установок охлаждения газа предусматриваются сепараторы с отводом конденсата в промысловую конденсатосборную систему.

16.9 При многоступенчатом сжатии поршневыми компрессорами после каждой ступени следует устанавливать маслоотделители, которые располагают между ступенями компрессора за охладителями. Продувки маслоотделителей производятся в специальную емкость, оборудованную обогревом.

16.10 Для пуска ГПА и регулирования его производительности необходимо предусматривать перепуск газа с нагнетательной линии через аппараты охлаждения на прием ГПА с установкой соответствующей запорной или регулирующей арматуры.

16.11 Газопроводная обвязка ГПА должна проектироваться с учетом самокомпенсации перемещений от изменения температуры стенок труб и напряжений от вибрационных нагрузок.

16.12 Для производства огневых и взрывоопасных работ, ремонтов со вскрытием компрессора предусматривать возможность установки на всасывающем и нагнетательном патрубках резиновых шаров, заглушек, свечей согласно правилам [71,72].

16.13 На выкидной линии последней ступени сжатия компрессора должен быть установлен предохранительный клапан, срабатывающий при давлении, превышающем рабочее на 10 %.

16.14 Запорная арматура, отключающая компрессор от газовых коллекторов, должна располагаться вне помещения, на открытой площадке.

16.15 При ДКС и КС ПХГ должно быть организовано масляное хозяйство, оборудованное в соответствии с ВРД 39-1.8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ». При технико-экономическом обосновании возможно включение в состав хозяйства установки регенерации масла.

Вместимость единичного резервуара определяется проектом.

16.16 Компрессорный цех должен иметь запас масла, обеспечивающего подпитку газоперекачивающих агрегатов в течение 3-х месяцев, а при значительных трудностях доставки в течение 6 месяцев также 50 % запас объема маслосистемы всех установленных газоперекачивающих агрегатов.

16.17 При проектировании ДКС для компримирования газа, содержащего сероводород, следует соблюдать условия в соответствии с нормами [67].

17 СИСТЕМЫ СБРОСА ГАЗА И ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ

17.1 Проектирование систем сброса газа для объектов ГДП, МГДП и СПХГ следует выполнять в соответствии с правилами [22, 45].

17.2 В зависимости от давления газа в источнике выброса системы сброса могут быть:

- низкого давления – принимают выбросы из аппаратов, работающих под давлением до 0,3 МПа;
- высокого давления – принимают выбросы из аппаратов, работающих под давлением выше 0,3 МПа;

17.3 В зависимости от режима действия системы сброса подразделяются на три вида:

- постоянный – из установок регенерации сорбентов, стабилизации и переработки углеводородных конденсатов, в случае, когда утилизация газов экономически нецелесообразна,
- периодический – при освобождении технологических установок или отдельных аппаратов от газа перед пропаркой, ремонтом, при аварийном отключении, при выводе установок на режим, при выбросе пускового газа, продувке газовой обвязки ГПА, при их пуске и остановке;
- аварийный – из предохранительных устройств, обеспечивающих безопасные условия работы установок (предохранительных клапанов и пластин, автоматов сброса давления и т. п.).

17.4 Количество обособленных сбросных систем на предприятии должно быть минимальным. Достигается это путем подачи газовых выбросов от нескольких различных источников на общий факел или свечу.

При одном факельном коллекторе и наличии горизонтального факела для продувки шлейфов и коллекторов допускается строительство одной факельной установки (одного ствола факела).

Допускается строительство одной факельной установки (одного ствола факела) при возможности остановки газодобывающего предприятия для проведения ремонта факельной установки.

17.5 Газовые сбросы от продувки аппаратов и трубопроводной обвязки, при вытеснении из них воздуха, должны производиться через свечи рассеивания.

17.6 Для всех объектов и сооружений ГДП и ПХГ, относительная плотность газа (по воздуху) которых не превышает 0,8 и в газе не содержатся примеси сероводорода, допускается вместо факелов предусматривать свечи рассеивания.

Обязательному сжиганию на факеле подлежат:

- выбросы, содержащие резкопахнущие или ядовитые вещества: сероводород, сероорганические соединения и т.п., которые не могут быть утилизированы;
- газ продувки эксплуатационных скважин газоконденсатных месторождений;
- газы с относительной плотностью (по воздуху), равной или больше 0,8 (тяжелые газы): газы широкой фракции легких углеводородов, сжиженные углеводородные газы.

17.7 Максимальным аварийным сбросом считается:

- для технологической линии (установки), сброс через предохранительное устройство всего количества газа, поступающего в линии (установки) с наибольшей пропускной способностью по газу;
- для УППГ, УКПГ, ДКС, ГРП, КС ПХГ – расход газа, равный 25 % от общей суточной производительности этих объектов, но не менее суточной производительности одной технологической линии. В этом случае проектом должно быть предусмотрено дистанционное отключение скважин со щита управления.

17.8 Сброс жидких продуктов в аварийных ситуациях должен производиться в аварийные или дренажные емкости с последующим возвратом продукта в технологический цикл. При невозможности возврата продукта в технологический цикл следует производить вывоз его автотранспортом в места, согласованные с соответствующими организациями. Сжигание продуктов в амбарах запрещается.

Для МГДП допускается сжигание жидких продуктов в земляных амбарах.

17.9 Пропускная способность сбросной системы должна рассчитываться на максимальный аварийный выброс. При этом гидравлическое сопротивление сбросных газопроводов на участках от любого предохранительного клапана до выхода из факела или свечи принимать с учетом технической характеристики клапана.

17.10 Периодические сбросы при опорожнении установок и аппаратов должны рассчитываться, исходя из максимально допустимой скорости истечения газа из факела или свечи (120 м/с) в начальный период опорожнения в соответствии с требованием п. 5.3 правил [22].

17.11 *Требования к высотным факельным установкам*

17.11.1 Высоту ствола факела следует рассчитывать с учетом допустимой плотности облучения земной поверхности и допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха [21, 22].

17.11.2 Расстояние от вертикального ствола факела до зданий и сооружений с производством категорий А, Б и В1-4 должно устанавливаться в соответствии с требованиями [22].

17.11.3 Верхнюю часть ствола факела (не менее 4 м) следует выполнять из жаропрочной стали.

17.11.4 Факел должен быть оборудован электрозапальным устройством с автоматическим и дистанционным управлением, горелками постоянного горения, подводом топливного газа.

На газопроводах перед вводом в факельную трубу должны устанавливаться огнепреградители, доступные для осмотра и ремонта.

17.11.5 Компенсация температурных расширений газопроводов факельных установок рассчитывается на максимальную и минимальную температуры сбрасываемых газов и проверяется на максимальную температуру пара, применяемого для пропарки.

17.11.6 При содержании в газовом сбросе конденсата, воды и других жидкостей *перед факелом, в границах технологической установки, устанавливается факельный* сепаратор (отбойник газового конденсата). Пропускная способность сепаратора определяется расчетом.

17.11.7 Факельные коллекторы и трубопроводы для сбросов газа на УПГ следует прокладывать надземно с уклоном в сторону сепаратора не менее 0,003. Если односторонний уклон выдержать невозможно, то из низких точек факельных коллекторов и трубопроводов следует предусматривать устройства отвода жидкости в сборник факельного сепаратора, или в систему сбора жидкости установки подготовки газа, при этом следует руководствоваться правилами [22].

17.11.8 Жидкость из факельного сепаратора и из низких точек факельных газопроводов должна отводиться самотеком в специальную емкость – сборник жидкости, рассчитанный на рабочее давление установки и снабженный контролем уровня.

Отвод жидкости из сборника рекомендуется осуществлять насосами либо передавливанием. Направление отвода определяется проектом.

17.11.9 Трубопровод продувки шлейфов скважин прокладывают отдельно от других факельных линий и врезают в общий коллектор перед факельным сепаратором, установив перед врезкой в коллектор регулирующий штуцер или задвижку для возможности регулирования скорости продувки. Этот трубопровод должен быть рассчитан на то же давление, что и шлейф.

Допускается продувка шлейфов и коллекторов на горизонтальный факел.

17.11.10 Факельный сепаратор, сборник жидкости, факельные газопроводы и установленную на них арматуру при необходимости рекомендуется теплоизолировать и обогревать.

17.11.11 В обоснованных случаях на УПГ вдали от населенных местностей для сжигания газов и паров допускается применение горизонтальных наземных факельных установок. Продувку скважин при их исследовании также предпочтительней производить в горизонтальные факельные установки с устройством земляных амбаров.

17.11.12 *На СПХГ при исследовании эксплуатационных скважин рекомендуется* производить их продувку через замерный сепаратор, устанавливаемый на ГРП.

17.12 *Требования к горизонтальным факельным установкам (ГФУ)*

17.12.1 Расстояние от амбара до указанных объектов должно быть определено исходя из расчета рассеивания вредных выбросов при сжигании газовых и газожидкостных сбросов при наиболее неблагоприятных условиях эксплуатации (сильном ветре в направлении от амбара на промышленный объект, наибольшей производительности факельной установки).

Примечание. Вследствие особенностей конструкции ГФУ тепловым воздействием восходящего потока продуктов сгорания и нагретого воздуха от ГФУ на расстоянии, определенным по пункту 17.12.1, можно пренебречь.

17.12.2 Токсичность продуктов сгорания (содержание монооксида углерода и азота) не должна превышать величин, нормируемых для топок газоиспользующих установок.

17.12.3 ГФУ должна быть укомплектована устройством дистанционного розжига и контроля наличия пламени, а при термическом обезвреживании жидких промотходов соответствующей системой автоматического управления.

17.12.4 Амбар и шкафы управления ГФУ должны иметь ограждения, исключающие несанкционированный доступ персонала.

17.12.5 Трубопроводы к ГФУ должны иметь уклон в сторону амбара не менее 0,003.

17.13 *Предохранительные клапаны*

17.13.1 Сброс газа из предохранительных клапанов и сброс газа при опорожнении (продувке) аппаратов и трубопроводов должен осуществляться по самостоятельным коллекторам, объединяемым в общую факельную линию (коллектор) перед факелом (отбойником газового конденсата). При этом на продувочном коллекторе перед врезкой в общий коллектор следует установить регулируемый штуцер (вентиль) или шайбу для предотвращения увеличения давления газа в общем коллекторе.

17.13.2 При объединении выходных труб от нескольких предохранительных клапанов, устанавливаемых на одном аппарате, сечение коллектора должно быть не менее суммарного сечения выходных труб, отводимых из этих клапанов.

В случае объединения выходных труб от предохранительных клапанов, устанавливаемых на нескольких аппаратах, диаметр общего коллектора должен быть не меньше диаметра коллектора от предохранительных клапанов, установленных на аппарате, из которого возможен наибольший выброс.

Не допускается объединение сбросов от предохранительных клапанов, систем, линий, сосудов с разным рабочим давлением газа [72].

17.13.3 Для возможности отключения предохранительного клапана на ревизию, до него (а при объединении сбросов и после него) следует предусматривать арматуру, при эксплуатации апломбируемую в положении «открыто». Одновременно отключается только один клапан.

17.13.4 При установке на аппарате нескольких рабочих предохранительных клапанов количество резервных клапанов той же производительности и марки определяется по таблице 17.1.

Таблица 17.1

Количество предохранительных клапанов	
рабочих	резервных
1	1
2	1
3	1
4 и более	2

17.12.5 Предохранительные клапаны на емкостях для сжиженных газов и ЛВЖ с температурой кипения ниже +45 °С, рассчитанные на рабочее давление по упругости паров продукта при температуре +50 °С, рекомендуется подбирать исходя из условий пожара вблизи емкости при закрытых выходах из нее.

Количество паров, на которое должен быть рассчитан предохранительный клапан, определяется в соответствии с правилами [44].

17.13.6 Выбор и расчет предохранительных устройств должен осуществляться в соответствии со стандартом [73] и правилами [4].

Примечание Установочное давление и номер пружины предохранительного клапана должны быть указаны в чертеже.

18 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В УЗЛАХ И ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

18.1 Технические решения по борьбе с гидратообразованием должны обеспечивать предупреждение гидратообразования в фонтанной арматуре и обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора, подготовки и транспорта газа объектов ГДП, МГДП и СПХГ. Одновременно должна обеспечиваться возможность ликвидации возникших гидратных отложений в перечисленных выше местах.

18.2 Борьба с гидратообразованием может осуществляться с помощью следующих мероприятий, проводимых в зависимости от конкретных условий, как по отдельности, так и в комплексе:

а) обогрев отдельных узлов и участков для увеличения температуры газа до значения, превышающего температуру возможного гидратообразования. Выбор способа обогрева обосновывается технико-экономическим расчетом,

б) ввод в поток газа антигидратных ингибиторов, снижающих равновесную температуру гидратообразования. В качестве антигидратных ингибиторов рекомендуется применять гликоли, такие как ДЭГ, ТЭГ, метанол. Возможно применение хлористого кальция, а также других ингибиторов;

г) по возможности, избежание резких перепадов давления в технологических трубопроводах, вызывающих снижение температуры газа и образование гидратов, за счет ликвидации утечек газа через неплотности в арматуре и плавных переходов от одного диаметра к другому;

д) снижение давления в системе сбора и транспорта газа не ниже равновесного давления гидратообразования;

е) уменьшение степени турбулентности потока газа с целью снижения интенсивности перемешивания газа и жидкости;

ж) систематическое удаление жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа, при помощи конденсатосборников или дренажных трубопроводов.

18.3 Метанол следует применять ограниченно. При применении метанола на месторождениях необходимо предусматривать его последующее улавливание и регенерацию.

18.4 При использовании хлористого кальция в качестве ингибитора следует предусматривать мероприятия, снижающие его коррозионную активность, например обескислороживание, нейтрализация примесей и т.п.

18.5 Для предотвращения гидратообразования, вызванного перепадом давления в штуцере скважины, применяются следующие методы:

а) обогрев узла установки штуцера и выкидной линии от штуцера до конца участка, охлаждающегося в результате перепада давления в штуцере;

б) применение многоступенчатого штуцирования;

в) подача антигидратных ингибиторов в трубопровод непосредственно перед местом установки штуцера.

18.6 Для предотвращения гидратообразования в стволе скважины ингибитор следует подавать на забой скважины.

18.7 В технологических установках ингибитор должен подаваться в поток газа перед местом возможного образования гидратов:

- в места резкого снижения температуры газа;
- перед дросселирующими устройствами;
- в теплообменники.

18.8 Образование гидратов в теплообменниках следует предотвращать или повышением температуры охлаждаемого газа до величины, превышающей температуру гидратообразования, или подачей ингибитора в линию охлаждаемого газа.

18.9 Подача и распределение ингибитора гидратообразования между УППГ, УКПГ или ГРП должна производиться по специальным трубопроводам, прокладываемым от ГС до УППГ, от УКПГ до скважин, от промплощадки КС СПХГ до ГРП.

18.10 Распределение ингибитора по точкам ввода (скважины, трубопроводы-шлейфы от скважин и технологические установки) осуществляется специальными устройствами, расположенными на УППГ, УКПГ или ГРП.

18.11 Общие потери ингибиторов гидратообразования складываются из потерь при регенерации (термическое разложение и унос), потерь в результате неполного отделения от газа в сепараторах, растворения в конденсате и газе, всевозможных утечек и др.

18.12 Требуемый расход ингибитора гидратообразования должен определяться технологическим расчетом по методике, рекомендуемой документом [74].

19 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИИ

19.1 Решения по защите от коррозии, предотвращению парафиноотложений и солеотложений должны приниматься на основе технологических регламентов на проектирование, выполняемых согласно инструкции [5].

19.2 *Защита от коррозии внутренней поверхности труб и оборудования*

19.2.1 При обустройстве ГДП, МГДП и СПХГ на месторождениях, газ которых содержит сероводород, углекислоту и другие агрессивные компоненты, необходимо предусматривать мероприятия по защите оборудования и трубопроводов от коррозии в соответствии с указаниями [30, 75-77].

Для защиты оборудования и трубопроводов от внутренней коррозии следует предусматривать:

- внутреннее защитное покрытие;
- ввод ингибиторов коррозии;
- применение стойких к коррозии металлов.

Для защиты оборудования и трубопроводов от подземной коррозии следует предусматривать:

- изоляционные покрытия;
- электрохимическую защиту.

Наружные изоляционные покрытия следует выбирать, руководствуясь стандартом [76].

19.2.2 Материальное исполнение оборудования и трубопроводов следует выбирать в зависимости от величины парциального давления сероводорода в газе согласно стандарту [54, 242].

19.2.3 Аппараты для обработки газа, конденсата и насыщенных сероводородом реагентов рекомендуется предусматривать, как правило, в монометаллическом исполнении из сталей в соответствии с требованиями [78].

19.2.4 Технологические и промысловые трубопроводы, включая соединительные газопроводы скважин, должны иметь материальное исполнение, соответствующее требованиям документов [30, 57-59, 242].

19.2.5 Запорная, предохранительная и регулирующая арматура, в том числе закупаемая по импорту, должна отвечать гребованиям документов [53, 54].

19.2.6 Приборы К и А следует предусматривать в специальном исполнении, оговоренном документом [79]. Импульсные линии – из труб по стандарту [80], командные пневмолинии – из труб по стандарту [81], при этом пневмоприводная арматура должна автоматически закрываться (открываться) при повреждении труб, обеспечивая безаварийную остановку технологических установок.

19 2.7 Технические средства, имеющие в своей конструкции элементы из меди (медесодержащих сплавов), допускается применять, если эти элементы имеют специальное защитное покрытие.

19.2.8 В случаях применения сталей и сплавов с твердостью свыше 22 HRc, независимо от степени их легирования, необходимо заключение специализированной организации.

19.2.9 Расчет на прочность трубопроводов, оборудования, элементов сосудов и аппаратов, работающих в средах, вызывающих сульфидное растрескивание металлов, должен производиться в соответствии с требованиями документов [30, 59, 78, 242].

19.2.10. При проектировании трубопроводов, транспортирующих сероводородосодержащие продукты, необходимо предусматривать послесварочную обработку стыков согласно инструкции [82, 242].

19.2.11 Согласно указаниям [75], основным средством защиты от коррозии оборудования и трубопроводов в транспортируемой среде которых содержится углекислота, является ввод ингибиторов.

19.2.12 При наличии в газе сероводорода, как правило, должен предусматриваться комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии. Выбор ингибитора должен производиться с учетом его технологических свойств:

- вязкости;
- температуры застывания;
- осмоляемости;
- коксуемости;
- растворимости в рабочих веществах;
- влияния на качество сорбентов и катализаторов;
- стабильности при хранении.

Свойства ингибиторов при хранении должны быть стабильными не менее 7 суток.

Рекомендуется применять комплексные ингибиторы на основе метанола.

19.2.13 Ингибитор не должен вызывать эмульсеобразования при контакте с газом, газовым конденсатом и водой.

19.2.14 Режим ввода ингибитора – периодический или непрерывный – устанавливается проектом. При периодическом вводе ингибитора:

- По фонтанным трубам при помощи цементировочного агрегата ингибитор закачивается в призабойную зону пласта, откуда газожидкостным потоком выносится по эксплуатационной колонне, обеспечивая защиту фонтанной арматуры и шлейфов.
- Защита от коррозии внутренней поверхности резервуаров обеспечивается путем заполнения внутренней полости.
- Защита конденсатопроводов и газопроводов диаметром свыше 500 мм осуществляется пропуском через внутреннюю полость пробки из ингибитора.
- Поверхности горизонтальных и вертикальных аппаратов, контактирующих с паровой фазой, защищаются орошением ингибитором путем впрыска.

19.2.15 Более качественную и надежную защиту от общей коррозии обеспечивает непрерывный ввод ингибитора, который осуществляется при помощи насосов по системе ингибиторопроводов в специально предусмотренные точки.

19.2.16 Для защиты скважинного оборудования от коррозии предусматривается ввод ингибитора в трубную головку фонтанной арматуры. При этом скважина должна быть оборудована ингибиторным клапаном, устанавливаемым над пакером, через который из межтрубного пространства обеспечивается поступление ингибиторов.

Кроме указанной точки необходимо предусмотреть следующие точки ввода:

- в боковые отводы фонтанной арматуры, в начале факельных коллекторов;
- в камеры пуска очистных устройств на газопроводах, в технологические аппараты и газопроводы диаметром до 500 мм.

19.2.17 На объектах, газ которых содержит сероводород и углекислоту, необходимо предусматривать мероприятия по контролю за общей коррозией и наводораживанием металла. Контроль должен осуществляться без нарушения технологического регламента работы соответствующего оборудования и трубопроводов согласно [75,83].

19.2.18 Антикоррозионная защита строительных конструкций должна отвечать требованиям [84].

19.2.19 Контроль общей коррозии металла должен вестись путем систематического измерения толщины стенок соответствующего оборудования и трубопроводов с использованием ультразвукового или любого другого наружного метода и лишь в крайнем случае – путем определения потерь массы образцами-свидетелями, помещаемыми внутрь соответствующего оборудования и трубопроводов.

19.2.20 Контроль наводораживания металла должен вестись с помощью устройств контроля коррозионного разрушения, в которых различным участкам трубы задаются различные уровни напряжения. При разрушении ступени подается сигнал в операторную.

19.2.21 Для обеспечения возможности комплексной оценки состояния металла точки контроля общей коррозии и наводораживания следует предусматривать в непосредственной близости друг к другу, как правило, в местах ожидаемой наибольшей коррозии и эррозии металла.

19.2.22 Рекомендуется предусматривать контроль общей коррозии и наводораживания следующих видов оборудования:

- обвязочных газопроводов устьев скважин;
- газопроводов на входе и выходе установок подготовки газа, стабилизации и переработки конденсата;
- аппаратов всех видов с рабочей средой, содержащей минерализованную воду, а также газопаровую фазу;
- факельной линии в 1-4 точках низа газопровода

19.3 *Предотвращение парафиноотложения и солеотложения*

19.3.1 При повышенном содержании в пластовом газе газоконденсатного месторождения парафинов, обуславливающих застывание газового конденсата, в проекте рекомендуется принимать следующие решения:

- вывод парафина вместе с конденсатом при высоких температурах;
- ввод в поток газа поверхностно-активных веществ, предотвращающих выпадение парафина на внутренние поверхности оборудования, трубопроводов и приборов К и А.

Не исключается применение других прогрессивных решений, предотвращающих парафиноотложение.

19.3.2 При наличии в газе пластовой воды с повышенным содержанием минеральных солей в проекте рекомендуется принимать следующие решения:

- предотвращение выпадения солей на внутренних поверхностях оборудования, арматуры, трубопроводов и приборов К и А;
- удаление сильно минерализованной пластовой воды из газового конденсата путем отстоя и вывода из системы;
- ввод реагентов в систему технологических установок до установки стабилизации конденсата.

19.4 *Электрохимзащита*

19.4.1 Трубопроводы, проложенные подземно, надземно в насыпи или подводно в траншее, подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности грунта. Электрохимзащите подлежат наружные поверхности стальных трубопроводов, транспортирующих природный газ, нефть, нефтепродукты и т. п., обсадные колонны скважин, резервуары, подземные стальные коммуникации промплощадок в соответствии с требованиями нормативных документов [15, 16, 76, 77, 85].

19.4.2 Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении таким образом, чтобы значения потенциалов были в пределах установленных величин.

19.4.3 Система катодной защиты, как правило, должна проектироваться на основе применения блочных установок с автоматическими станциями катодной защиты (СКЗ) и электродами сравнения длительного действия, глубинных анодных заземлений. Срок службы анодных заземлений должен быть не менее 15 лет.

19.4.4 Система протекторной защиты может включать в себя применение одиночных, групповых или протяженных протекторов.

19.4.5 Система дренажной защиты должна предусматривать применение в зонах блуждающих токов станций дренажной защиты или автоматических СКЗ, резисторов или поляризованных блоков.

19.4.6 Все системы электрохимзащиты предусматривают подключение электрических цепей через контрольно-измерительные пункты. В целях повышения надежности работы всей системы рекомендуется применение медных проводов и кабелей.

19.4.7 Для оперативного контроля за работой СКЗ необходимо использовать систему телемеханики.

19.4.8 Электроснабжение СКЗ должно осуществляться по 2 категориям надежности от двух независимых источников питания.

19.4.9 При составлении проекта электрохимзащиты следует учитывать возможные изменения коррозионных условий района строительства во времени.

19.4.10 Выбор системы защиты и схемы электроснабжения зависит от конкретных условий обустраиваемого объекта и региона.

20 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

20.1 При проектировании систем автоматизации объектов основного и вспомогательного производственного назначения ГДП, МГДП и СПХГ необходимо руководствоваться нормативными документами [86-91].

20.2 Для каждого МГДП, ГДП и СПХГ должна быть создана многоуровневая информационно-управляющая система (ИУС), осуществляющая управление объектами с применением высокоэффективных средств вычислительной техники, локальных средств автоматики, запорно-регулирующей арматуры. При этом должно обеспечиваться получение оптимальных технико-экономических показателей работы ГДП, МГДП и СПХГ.

20.3 ИУС должна обеспечивать:

- автоматическое регулирование, дистанционный контроль и управление технологическими процессами подготовки и переработки газа и конденсата, подачу газа и конден-

сата в магистральные трубопроводы, на заводы переработки газового конденсата или потребителю;

- автоматическое, дистанционное и местное отключение комплекса аппаратов и трубопроводов установки с байпасированием газа или отключением его подачи при повышении на 10 % или при понижении на 20 % давления по отношению к рабочему, повышении температуры при аварии, загазованности или пожаре;
- поддержание оптимальных режимов процессов на основных и вспомогательных производственных объектах, определяющих технико-экономические показатели работы без постоянного обслуживающего персонала;
- непрерывный контроль утечек взрывоопасных газов на наружных технологических площадках и в производственных помещениях, с предоставлением информации (световой, звуковой) о появлении опасных концентраций в воздухе (предупредительный сигнал и включение систем аварийной вентиляции при 10 % от НКПРП и аварийный при 20 % от НКПРП) в помещении операторной. Места установки и количество датчиков газоанализаторов определяются проектом в соответствии с требованиями [92];
- оперативный контроль и управление рассредоточенными объектами ГДП и СПХГ;
- безопасность и безаварийную работу технологического оборудования, агрегатов, механизмов и отдельных объектов;
- эффективную защиту оборудования установок и систем газосборных трубопроводов при аварийных состояниях и локализацию возможных аварий;
- улучшение условий труда и повышение технической культуры обслуживающего персонала;
- надежность технологического оборудования, пожарную и экологическую безопасность производства;
- снижение капитальных вложений и эксплуатационных расходов за счет уменьшения объемов строительства, наиболее экономичного транспорта газа, снижения числа аварий и расходов на ремонты, рациональной эксплуатации оборудования.

20.4 Основные и вспомогательные производственные объекты должны быть оборудованы:

- местными регуляторами и контрольно-измерительными приборами в минимально необходимом объеме, позволяющем осуществлять контроль основных технологических параметров и работы оборудования непосредственно на площадке объекта (установки);
- средствами централизованного контроля и сигнализации в объеме, позволяющем осуществлять оперативный контроль основных технологических параметров и контроль неправности средств автоматики технологического оборудования;

- средствами оперативного управления и регулирования режимом добычи газа и газового конденсата, обработки газа, внутреннего транспорта и подачи его в магистральные газопроводы или потребителю;
- средствами защитной автоматики, обеспечивающими автоматическое и дистанционное отключение скважин, технологического оборудования и установок в случае аварии, пожара и сброса газа на факел по стационарным трубопроводам.

20.5 В схеме автоматизации следует предусмотреть минимальное количество внешних питающих устройств различных напряжений, унификацию оборудования и блоков сигнализации, логических блоков, максимальное применение ЭВМ и микропроцессорной техники.

20.6 Схемы автоматического, дистанционного, телемеханического управления следует проектировать так, чтобы повреждения этих устройств или каналов связи не приводили к выходу из строя агрегатов или механизмов и обеспечивалась возможность автоматического отключения подачи продуктов. В случае необходимости применения новых нестандартизированных приборов в проект включаются технические требования на их разработку, утверждаемые в установленном порядке.

20.7 *Требования к контрольно-измерительным приборам*

20.7.1 При проектировании следует предусматривать применение приборов и средств автоматизации, серийно выпускаемых промышленностью и аттестованных организациями Госстандарта России.

20.7.2 Номенклатура средств автоматизации должна быть по возможности сокращена, причем для близких по величине и назначению параметров следует применять приборы, однотипные по принципу действия и устройству.

20.7.3 Приборы и средства автоматизации, предназначенные для монтажа во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащиту, соответствующую категории и группе взрывоопасных смесей в этих зонах.

20.7.4 Для приборов и средств автоматизации, размещаемых на открытых площадках, необходимо обеспечивать соответствующие инструкциям по их эксплуатации температурные условия.

20.7.5 Приборы и средства автоматизации, предназначенные для эксплуатации в атмосфере среды, постоянно содержащей сероводород в объеме, превышающем 3 мг/м^3 в смеси с углеводородными газами и 10 мг/м^3 в случае наличия только сероводорода [32], должны иметь коррозионностойкое исполнение.

20.7.6 Трубные и кабельные трассы КИП и А допускается прокладывать на общих опорах с технологическими трубопроводами и по кронштейнам площадок для обслуживания аппаратуры.

20.7.7 В помещение операторной запрещается вводить импульсные и другие трубопроводы с горючими и взрывоопасными веществами. Прокладка через помещение любых транзитных продуктопроводов не допускается.

20.7.8 Импульсные линии, связывающие разделительные сосуды с приборами и аппаратами КиА, должны быть заполнены инертной незастывающей и незамерзающей жидкостью, не растворяющей измеряемый продукт и не смешивающейся с ним

20.7.9 В пьезометрических приборах, если смесь воздуха с горючими парами жидкости недопустима, воздух должен быть заменен инертным газом.

20.7.10 Воздух для нужд КИП должен соответствовать стандарту [93]. Использование инертного газа для нужд КИП и А запрещается.

20.7.11 Для нужд КИП и А следует устанавливать специальную унифицированную блочно-комплектную компрессорную сжатого воздуха и предусматривать отдельные сети сжатого воздуха.

При наличии в установках сжатого воздуха в иных технических целях допускается его использование для КИП и А с доведением до соответствия стандарту [93].

20.7.12 Сети сжатого воздуха следует комплектовать ресивером, обеспечивающим запас сжатого воздуха для работы системы КИП и А не менее одного часа.

20.7.13 При отсутствии специальных установок сжатого воздуха для нужд КИП сети сжатого воздуха для приборов должны автоматически отключаться от всех других сетей обратным клапаном, устанавливаемым перед буфером.

20.7.14 Применение ртутных и радиоизотопных приборов для взрывопожароопасных зон должно быть максимально ограничено.

20.8 *Требования к устройству и расположению помещений управления*

20.8.1 Помещения управления производством (помещения КИП и операторные) следует размещать вне взрывоопасной зоны, как правило, в отдельно стоящих одноэтажных зданиях.

Помещения управления в соответствии с перечнем [94] отнесены к категории В4 по классификации, принятой в нормах [95], и должны иметь I или II степень огнестойкости.

Допускается при соответствующем обосновании пристраивать помещения управления к зданиям со взрывоопасными зонами, при этом должны быть выполнены мероприятия, предусмотренные пп.7.3.80 – пп.7.3.91 правил [16].

Для тушения пожара в помещениях управления следует предусматривать, как правило, углекислотные огнетушители.

20.8.2 Запрещается:

- размещение помещений управления над (или) под взрывопожароопасными помещениями, приточными и вытяжными венткамерами, помещениями с мокрыми процессами;

- размещение в помещении управления оборудования, не связанного с системой управления технологическим процессом;
- транзитная прокладка трубопроводов, воздуховодов, кабелей и т.д. через помещения управления;
- применять для тушения пожара огнетушащие вещества, наносящие ущерб аппаратуре и оборудованию управления.

20.8.3 Значения температуры, влажности и скорости движения воздуха в помещении определяются требованиями [96].

20.8.4 Полы в помещениях управления должны быть теплыми, неэлектропроводными. Материал пола не должен образовывать статического электричества.

20.8.5 Помещения управления должны быть обеспечены естественным освещением с коэффициентом освещенности не менее 1,5 или искусственным общим освещением с применением люминесцентных ламп белого цвета.

20.8.6 Светильники за щитом должны иметь индивидуальные выключатели. За щитом устанавливаются штепсельные розетки.

20.8.7 Помещения управления должны иметь воздушное отопление и установки кондиционирования воздуха (в обоснованных случаях допускается устройство водяного отопления в помещениях управления, не имеющих электронных приборов).

20.8.8 На импульсных линиях между приборами К и А и источниками с влажной, загрязненной ингибиторами коррозии средой должны предусматриваться мембранные разделители.

20.8.9 Кабели К и А следует, как правило, прокладывать подземно.

20.8.10 Газоанализаторные помещения можно размещать рядом с помещениями управления при условии разделения их стеной с глухой фрамугой, имеющей двойное герметическое остекление.

20.8.11 Помещения для газоанализаторов (здания, будки) разрешается располагать непосредственно у стен производственных помещений категорий А и Б. Устройство таких помещений в пределах установок не допускается. На наружных установках газоанализаторы следует располагать в продуваемых шкафах с учетом требований правил [16].

20.8.12 Категория помещений газоанализаторной и класс зон (нормальная или взрывоопасная среда) определяются в соответствии с требованиями правил [16] и норм [95] в зависимости от возможности образования взрывоопасной газопаровоздушной смеси или наличия горючих материалов.

Газоанализаторы, плотномеры и другие приборы в нормальном исполнении, применяемые для анализа газовых смесей, содержащих взрывоопасные компоненты, допускаются к установке в производственных помещениях с нормальной средой, а также в отдельных помещениях при условии, что при полном разрыве газоподводящей трубки одного газоанализатора (независимо от их количества в данном помещении) при действующей

вентиляции не может быть достигнута взрывоопасная концентрация в объеме помещения. Помещения для газоанализаторов должны быть обеспечены постоянно действующей механической вентиляцией с резервными вентиляторами.

Примечания

1) Помещения для газоанализаторов должны иметь взрывные проемы не менее 0,05 $м^2$ на 1 $м^3$ объема помещения.

2) В помещении для газоанализаторов следует предусмотреть:

- постоянно действующую самостоятельную принудительную механическую вентиляцию, обеспечивающую 5-кратный обмен воздуха в час;
- самостоятельный выход наружу или через тамбур-шлюз на лестничную клетку, коридор;
- исполнение электрооборудования, соответствующее классу зоны по правилам [16].

3) Установка газоанализаторов в химических лабораториях допускается без указанных выше ограничений, если газоанализаторы обслуживают только эти лаборатории.

4) Газоанализаторы для анализа инертных газов и воздуха производственных помещений на содержание токсичных и взрывоопасных концентраций разрешается устанавливать в помещениях с нормальной средой без указанных выше ограничений.

20.8.13 Газы после газоанализаторов и плотномеров следует возвращать в систему. Если возврат не предусмотрен, выброс в атмосферу осуществляется по самостоятельному трубопроводу, прокладываемому по наружной стене и выведенному на 4 м выше конька крыши.

Примечания.

1) Вывод газов от газоанализаторов через общий коллектор не разрешается в том случае, если при смешении газов возможно образование воспламеняющейся или взрывоопасной смеси. Запрещается вводить в анализаторное помещение пробоотборные трубки и трубки со взрывоопасными газами-носителями, эталонными газами с давлением выше требуемого для работы анализатора.

2) Баллоны с газами-носителями и эталонными газами должны устанавливаться вне здания у глухих простенков и защищаться от атмосферных осадков и солнечной радиации.

20.8.14 Система К и А установок подготовки газа должна обеспечивать:

1) Дистанционное управление со щита диспетчера приводами:

- центральных задвижек фонтанной арматуры скважин;
- запорной арматуры на соединительных газопроводах скважин перед блоком входных ниток;
- кранов газо- и конденсатопроводов на выходе установок подготовки газа;

- запорных органов газо-, конденсато- и ингибиторопроводов на входе и выходе технологических линий и отдельных объектов.

2) Автоматическое отключение:

- технологических линий при повышении на 10 и снижении на 20 % давления в них по отношению к рабочему;
- соединительных газопроводов от скважин и от блока входных ниток при падении в них давления в случае разрыва.

20.8.15 Кабели и трубопроводы питания приводов автоматических и дистанционно управляемых устройств следует, как правило, прокладывать надземно. При этом схема безопасности должна обеспечить автоматическое закрытие (открытие) запорных устройств, задействованных в систему противоаварийной защиты, при разрыве кабелей управления и внешних трубопроводов питания приводов.

При невозможности соблюдения последнего условия, что должно быть обосновано в проекте, допускается указанные кабели и трубопроводы прокладывать подземно и обособленно от трубопроводов.

21 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

21.1 *Производственная связь*

Производственная связь МГДП, ГДП и СПХГ, являясь ведомственной связью, должна учитывать основные положения схемы развития и размещения сооружений связи ОАО «Газпром», с учетом схемы перспективного развития.

21.1.1 Для организации управления МГДП, ГДП и СПХГ следует использовать, в различных сочетаниях и количествах, следующие виды сетей производственной связи:

- сеть производственной автоматической телефонной связи (ПАТС);
- сеть диспетчерской (директорской) телефонной или радиотелефонной связи;
- сети передачи данных АСУ и телемеханики (ТМ);
- радиораспределительная сеть.

21.1.2 Сеть ПАТС должна обеспечивать передачу информации между «технологическими» и «административно-хозяйственными» абонентами. Связи между абонентами жестко не закрепляются и, в зависимости от производственной ситуации, могут быть изменены.

21.1.3 Сети ПАТС входят в состав Единой автоматизированной системы связи страны и должны удовлетворять единым техническим нормам и требованиям системы общегосударственной автоматической телефонной сети.

21.1.4 Сети ПАТС могут иметь несколько АТС. Как правило, АТС следует устанавливать на площадках УКПГ и КС ПХГ.

21.1.5 Для определения емкости и межстанционных связей ПАТС в проекте следует определить количество абонентов, потребность и направление внешних связей, например с вышестоящей организацией, с соседними АТС, с общегосударственной сетью связи, а также с оборудованием радиотелефонной связи.

21.1.6 Сеть диспетчерской (директорской) телефонной или радиотелефонной связи (ДС) предназначена для передачи оперативной информации между абонентами, имеющими постоянные жесткие производственные связи и должна соответствовать структуре управления МГДП, ГДП и СПХГ. Типовые структуры управления производством различных категорий сложности на ГДП и СПХГ приведены в приложениях Е и Ж.

21.1.7 Сети ДС должны предусматриваться для следующих служб управления производством:

- начальника;
- главного инженера;
- диспетчера;
- главного энергетика;
- службы ЭХЗ;
- пождепо.

21.1.8 Сети передачи данных АСУ и ТМ следует предусматривать по выделенным каналам связи. Количество и направление каналов должно соответствовать проекту АСУ и ТМ.

21.1.9 Радиотрансляционная сеть предназначена для передачи массовой информации от общегосударственной радиотрансляционной сети путем ретрансляции, а также для ведения местных передач.

21.2 *Сигнализация*

21.2.1 Пожарная сигнализация

Пожарная сигнализация должна предусматриваться в зданиях, помещениях и сооружениях в соответствии с перечнем [8] и действующими нормативными документами ОАО «Газпром» и ГПС.

Оповещение людей о пожаре в зданиях, сооружениях и на открытых площадках должно осуществляться в соответствии с требованиями норм [12, 23, 116, 228].

21.2.2 Охранная сигнализация

Охранная сигнализация в зданиях и помещениях и по периметрам площадок на объектах ГДП и СПХГ должна выполняться в соответствии с перечнем [9].

Для МГДП решения по обустройству периметральной охранной сигнализации должны приниматься проектной организацией и заказчиком.

22 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

22.1 Технические решения по электроснабжению должны приниматься на основе технико-экономического сравнения вариантов и надежности электроснабжения исходя из требований документов [16, 97, 98], с учетом ТУ электроснабжающих организаций.

22.2 При разработке проектов реконструкций и вновь строящихся объектов схемы электроснабжения необходимо выполнять с обязательным технико-экономическим сравнением вариантов энергообеспечения от централизованной системы РАО «ЕЭС России» и от собственных источников на базе перспективного ряда энергетического оборудования.

22.3 Схемы внешнего электроснабжения от системных источников электроснабжения разрабатываются в соответствии с правилами [99], а также с техническими условиями энергоснабжающей организации, где оговариваются объем строительства и источники электроэнергии.

22.4 Технические условия на электроснабжение вновь проектируемых, а также реконструируемых и расширяемых действующих предприятий выдает энергоснабжающая организация после получения заявки от заказчика или по его поручению от генеральной проектной организации.

Заказчик с участием проектной организации представляет в энергоснабжающую организацию соответствующие разделы проекта на согласование, после которого энергоснабжающая организация выдает разрешение на присоединение проектируемого объекта к сетям энергоснабжающей организации.

22.5 При разработке схем электроснабжения следует использовать рекомендации [100-102].

22.6 Для обустраиваемых объектов, находящихся в районах, где отсутсвуют системы электроснабжения РАО «ЕЭС России», следует создавать локальные системы электроснабжения от мобильных блочных электростанций, оснащенных электроагрегатами с поршневым или газотурбинным приводом, с расположением их в центре электрических нагрузок и с минимальной длиной отходящих ЛЭП [103,104].

22.7 В целях унификации проектных решений и обеспечения надежности электроснабжения в соответствии с положением [102] проекты схем внешнего электроснабжения, линий электропередач и подстанций для электроснабжения объектов должны выполняться специализированными организациями.

При необходимости сооружения собственного источника электроснабжения проект его может выполняться как специализированной организацией, так и проектирующей объект.

22.8 Напряжение питающей сети определяется техническими условиями и конструктивным исполнением электроагрегатов на собственных электростанциях.

22.9 Распределение электроэнергии на площадках объектов должно, как правило, выполняться на среднем напряжении 10 кВ, являющемся экономически наиболее целесообразным.

Напряжение 6 кВ может приниматься в том случае, когда это требуется для нужд технологического процесса (комплектация электропривода напряжением 6 кВ), а также в случае наличия на питающей подстанции только одного напряжения 6 кВ.

В случае питания вдольтрассовых линий электропередач на напряжении 10 кВ от собственных источников электроснабжения с напряжением 6 кВ в проектах необходимо предусматривать переходные трансформаторы 6/10 кВ.

22.10 В соответствии с руководящим документом [97] объекты МГДП, ГДП и СПХГ по обеспечению надежности электроснабжения следует относить к потребителям I категории.

Категории конкретных электроприемников приведены в документе [97].

22.11 Выбор схем электрических соединений подстанций и распределительных устройств, независимо от их ведомственной принадлежности, должен выполняться в соответствии с типовыми решениями [105].

22.12 Проектирование подстанций и распределительных устройств независимо от их ведомственной принадлежности должно выполняться в соответствии с нормами [106]

22.13 В целях повышения надежности электроснабжения при проектировании подстанций 220/6-10 кВ на стороне высокого напряжения следует принимать упрощенные схемы «два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой» или схемы «Мостика», на стороне 6-10 кВ одна рабочая, секционированная с масляным выключателем, система шин».

22.14 Подстанции и распределительные устройства должны применяться в блочно-комплектном исполнении повышенной заводской готовности с учетом последних достижений науки и техники.

22.15 При проектировании подстанций и распределительных устройств в районах с минимальной температурой воздуха -43 °С следует принимать электрооборудование холодостойкого исполнения или устанавливать его в закрытых помещениях.

22.16 Для приема электроэнергии от источника внешнего электроснабжения и распределения ее по потребителям месторождений следует предусматривать проектирование распределительных устройств 6-10 кВ в соответствии с требованиями документов [16, 106, 107].

22.17 В соответствии с требованиями [108] релейную защиту и автоматику агрегатов собственных электростанций и системных подстанций, включая технологические ЗРУ 6-10 кВ, общеподстанционные устройства и автоматизированный учет электроэнергии предусматривать с использованием микропроцессорной техники.

22.18 Объем проектной документации при проектировании технологических подстанций и распределительных устройств должен определяться в соответствии с эталонами, разработанными институтами «Энергосетьпроект» и АО «РОСЭП».

22.19 При выполнении проектов линий электропередач напряжением 6-10-35 кВ для электроснабжения объектов МГДП, ГДП и СПХГ следует использовать методические материалы по проектированию, строительству и эксплуатации сельских электрических сетей, а также действующие типовые проекты, разработанные АО «РОСЭП» и институтами «Энергосетьпроект».

22.20 Выбор изоляции линий электропередач и подстанций следует выполнять в соответствии с инструкцией [109].

22.21 Распределение электроэнергии, как правило, должно осуществляться по радиальным линиям. Магистральные линии предусматриваются в зависимости от обеспечения требуемой степени надежности потребителей и от размещения нагрузок на площадке.

22.22 В схемах электроснабжения объектов МГДП, ГДП и СПХГ должны быть учтены вопросы обеспечения устойчивости технологических процессов при нештатных режимах в питающей электросети и кратковременных снижениях напряжения, а также обеспечения пуска и самозапуска ответственных потребителей 0,4- и 6-10 кВ после кратковременного исчезновения напряжения питающей сети.

22.23 Нормы качества электроэнергии должны соответствовать стандарту [110].

22.24 Напряжение низковольтной сети следует принимать 380/220В с глухо заземленной нейтралью, питанием силовых и осветительных нагрузок от общих трансформаторов. Напряжение 660/380В для питания силовой нагрузки следует применять при технико-экономическом обосновании.

22.25 КТП могут быть размещены в отдельно стоящих зданиях, блок-боксах или быть встроенными. КТП должны быть двухтрансформаторными с автоматическим включением резерва (АВР) на секционном выключателе. АВР для потребителей предусматривается до последнего распределительного пункта или низковольтного комплектного устройства.

22.26 Выбор электрического оборудования, которое может стать источником воспламенения газопаровоздушных смесей, должен производиться исходя из соответствующих зон в помещениях и на наружных установках, определяемых по правилам [16], а также категорий и групп взрывоопасных смесей согласно стандарту [111].

22.27 Из числа потребителей I категории должны быть выделены электроприемники особой группы электроснабжения. К электроприемникам особой группы относятся системы КИП и А, телемеханики и автоматики, работа которых необходима для безаварийной остановки оборудования при полном исчезновении внешних источников питания.

22.28 Схемы управления контакторов и магнитных пускателей устанавливаемых в цепях ответственных электродвигателей должны обеспечивать их повторное включение при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения.

22.29 Канализация электроэнергии по территории промплощадок должна осуществляться по кабельным линиям, прокладываемым в кабельных каналах, по кабельным и технологическим эстакадам и частично в земле.

22.30 Степень огнестойкости ЗРУ, КТП и ТП, выбор способа прокладки кабелей, сечение жил должны выбираться в соответствии с правилами [16].

22.31 Расчет электрических нагрузок требуется определять в соответствии с нормами [32].

22.32 Наружное освещение должно охватывать:

- проезды и дороги;
- резервуарные парки;
- наружные технологические установки;
- открытые склады и разгрузочные площадки;
- железнодорожные сливо-наливные эстакады;
- узлы замера.

Управление наружным освещением должно быть централизованным со щита или места постоянно обслуживаемым персоналом [16, 112, 113].

22.33 Светоограждение высоких сооружений должно выполняться в соответствии с нормами, предусмотренными гражданской авиацией.

22.34 Внутреннее освещение должно выполняться в соответствии с правилами [16, 114].

22.35 Устройства молниезащиты проектируются в соответствии с инструкцией [107], защита от статического электричества предусматривается в соответствии со стандартом [198] и [265].

22.36 Энергетические помещения и кабельные сооружения оборудуются установками АУПТ, АУПС в соответствии с требованиями [8, 115].

22.37 Оповещение о пожаре выполняется в соответствии с требованиями [116].

22.38 Электрообогрев коммуникаций по методу скин-эффекта (аксиальная система) должен осуществляться согласно правилам [117, 118].

22.39 Электрообогрев коммуникаций гибкими ленточными нагревателями ЭНГ-ЛЕх-1 следует выполнять согласно инструкции по их эксплуатации.

22.40 Электрообогрев коммуникаций саморегулирующим кабелем обогрева фирмы Raychem выполняется согласно справочному руководству и программе расчета, представленных фирмой Raychem.

23 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

23.1 Исходные данные для проектирования систем водоснабжения и канализации ГДП и СПХГ определяются технологией подготовки газа, стабилизации и переработки конденсата, наличием инфраструктуры.

Для МГДП решения по водоснабжению и канализации принимаются проектной организацией.

23.2 *Водоснабжение*

23.2.1 На объектах МГДП, ГДП и СПХГ, как правило, предусматриваются следующие системы водоснабжения:

- производственная;
- хозяйственно-питьевая;
- противопожарная;
- оборотная;
- повторно-используемой воды.

23.2.2 Производственное водопотребление включает расходы воды:

- на технологические процессы подготовки газа, стабилизации и переработки конденсата;
- промывку технологического оборудования;
- нужды капитального и текущего ремонтов эксплуатационных скважин;
- глушение газовых скважин в аварийных ситуациях;
- подпитку тепловых сетей, разбавление продувочной воды и нужды ХВО в котельной;
- размыв подземных резервуаров при создании ПХГ в отложениях каменной соли.

23.2.2.1 Периодичность и параметры воды на промывку различных аппаратов технологических установок определяются при проектировании. Расход воды определяется трехкратным объемом аппарата и трубопровода.

23.2 2.2 Расход воды на промывку резервуаров после их проветривания и пропаривания определяется по нормам, изложенным в таблице 23.1.

Таблица 23.1

Емкость резервуара, $м^3$	Количество гидромониторов для промывки, шт.	Производительность гидромонитора, $м^3/ч$	Время промывки резервуара, час	Расход воды для промывки, $м^3$
100	1	140	0,5	70
200	1	140	0,7	100
300	1	140	0,7	100

Продолжение табл. 23.1

Емкость резервуара, $м^3$	Количество гидромониторов для промывки, шт.	Производительность гидромонитора, $м^3/ч$	Время промывки резервуара, час	Расход воды для промывки, $м^3$
400	1	140	1,0	140
700	1	140	1,5	210
1 000	1	140	2,0	280
2 000	1	140	2,5	350
3 000	2	280	3,0	840
5 000	2	280	3,5	980
10 000	2	280	5,0	1 400

23.2.2.3 В случаях, когда в газе обустраиваемого месторождения присутствует сероводород и требуются дополнительные расходы воды на установку сероочистки, получение серы, системы водоснабжения проектируются в соответствии с требованиями правил [10, 119].

23.2.3 Потребление воды на противопожарные нужды, пополнение противопожарного запаса воды следует принимать по нормам [7, 10, 12, 18, 23, 120, 121, 130].

23.2.4 Определение расходов воды на хозяйственно-питьевые нужды производится исходя из численности работающих и норм расхода воды на одного работающего.

При проектировании жилых поселков при ГДП и СПХГ водопотребление определяется на основании удельного водопотребления на одного жителя в зависимости от степени благоустройства жилой застройки и расхода воды на пожаротушение.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения отдельно стоящих зданий и сооружений с расходом воды до 2 $м^3$/сут допускается использовать привозную воду.

23.2.5 В зависимости от конкретных условий района расположения месторождения возможны следующие источники водоснабжения МГДП, ГДП и СПХГ:

- водотоки, водоемы, подземные воды и т.д.;
- существующие водоводы;
- привозная вода.

23.2.6 Выбор схемы, системы водоснабжения, а также метода водоподготовки должен производиться исходя из принятой технологии производства на основании технико-экономического сравнения возможных вариантов и технических условий на водоснабжение.

23.3 *Канализация*

23.3.1 В случае, когда принимается постоянное производственное водопотребление с использованием в системе водоснабжения поверхностных и подземных источников или существующих водоводов (см. п. 23.2.5), следует проектировать системы канализации в соответствии с действующими нормами [122].

23.3.2 На МГДП, ГДП и СПХГ образуются, как правило, следующие виды сточных вод:

- производственные, загрязненные нефтепродуктами, метанолом, ДЭГом, сероводородом, минеральными солями, механическими примесями, ингибиторами коррозии и парафиноотложениями;
- производственные, имеющие повышенное солеотложение и незагрязненные технологическими продуктами, образующимися при продувке систем открытых циклов водоснабжения, котлов и ХВО котельных;
- дождевые, загрязненные преимущественно взвешенными веществами минерального происхождения и нефтепродуктами, с обвалованных и отбортованных технологических площадок;
- бытовые.

23.3.3 Количество и качество производственных сточных и пластовых вод, образующихся на УППГ, УКПГ и ГС, в резервуарных парках и на других технологических объектах и установках, определяются технологической частью проекта, а также документом [122].

23.3.4 Состав очистных сооружений следует выбирать в зависимости от характеристики и количества сточных вод, поступающих на очистку, требуемой степени их очистки, метода обработки осадка в соответствии с нормами [122].

Необходимо предусматривать в составе очистных сооружений:

- устройства для равномерного распределения сточных вод;
- устройства для измерения расхода;
- лаборатории для контроля качества поступающих и очищенных сточных вод.

23.3.5 Производственные сточные воды рекомендуется очищать:

- от механических примесей – в песколовках, в прудах дополнительного отстоя, во флотаторах и на фильтрах;
- от нефтепродуктов – в нефтеловушках, флотаторах, отстойниках, на фильтрах, в гидроциклонах;
- от солей – на ионообменных, электродиализных, обратноосмотических или термических опреснительных установках;
- от метанола – в отпарных колоннах и на установках биологической очистки;
- от сероводорода – аэрацией, обработкой солями железа, биологической очисткой.

23.3.6 Для очистки бытовых сточных вод, как правило, используются биологические очистные сооружения следующих типов:

- септики и поля подземной фильтрации;
- аэротенки без наполнителей и с наполнителями;
- биофильтры с различной нагрузкой.

23.3.7 Перед очистными сооружениями бытовых и производственных сточных вод при необходимости предусматриваются усреднители, предназначенные для выравнивания состава сточных вод и их равномерной подачи на очистные сооружения.

23.3.8 В зависимости от конкретных условий возможны следующие методы утилизации очищенных сточных вод:

- возврат на повторное использование;
- сброс в поверхностные водные объекты (водотоки, водоемы);
- закачка в поглощающие скважины.

23.3.9 В случае, когда технология не требует постоянного производственного водопотребления и, следовательно, постоянного водоотвода, отделяемая от газа пластовая и кондиционная вода с примесями ингибитора гидратообразования, вода от промывки технологических аппаратов, а также вода после использования в хозяйственных нуждах с объемом до 3 $м^3$/сут должна собираться в накопительной емкости.

Из накопительной емкости собранная жидкость постоянно или периодически должна вывозиться на очистные сооружения или специальной насосной установкой через нагнетательную скважину направляться в пласт.

23.3.10 Закачка производственных сточных вод в пласт производится в каждом конкретном случае с разрешения республиканских или областных органов геологии и охраны недр, геологических управлений и по согласованию с органами Государственного санитарно-эпидемиологического надзора и комитетами по охране окружающей среды.

23.3.11 На случай перебоя в приеме сточных вод поглощающими скважинами должны быть предусмотрены резервные скважины, а также резервные емкости, рассчитанные на прием сточных вод на время, необходимое для переключения на резервную скважину.

23.3.12 Количество и состав сточных вод, предназначенных для закачки в поглощающие скважины, должно соответствовать технологическому регламенту, приведенному в проекте разработки месторождения или составленному в виде самостоятельного документа в соответствии с требованиями инструкции [5].

23.3.13 Запрещается располагать нагнетательную скважину на территории зоны санитарной охраны источников водоснабжения.

24 ТЕПЛОГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ

24.1 Теплоснабжение объектов МГДП, ГДП и СПХГ (в дальнейшем «объектов») может осуществляться:

- централизованно от сторонних источников тепловой энергии (ТЭЦ, АЭС, районных котельных);
- централизованно от собственных источников тепловой энергии (котельная, утилизаторы тепла на ГПА, ГТЭС);
- децентрализовано от теплогенераторов, размещаемых непосредственно в обогреваемых зданиях (газовоздушные калориферы, АОГВ и т.п.).

24.2 Выбор источника, схемы и системы теплоснабжения производится на основании технико-экономического расчета.

Размещение источников теплоты на промплощадках, их расчетную производительность, категорийность по надежности отпуска теплоты потребителю, а также количество и единичную тепловую мощность котлоагрегатов следует осуществлять в соответствии с нормативными документами (13, 123).

24.3 Расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения производственных и вспомогательных помещений определяются в соответствии с документами [[119, 124].

24.4 Вид, параметры теплоносителя и расход теплоты для технологических процессов, обогрева технологического оборудования и трубопроводов определяются технологической частью проекта. В системах теплоснабжения ГДП и СПХГ в качестве теплоносителя используется, как правило, подогретая вода или водяной пар.

24.5 Для теплоснабжения зданий и сооружений объектов следует максимально утилизировать теплоту вторичных источников (уходящих газов технологических печей, турбин электростанций, систем охлаждения силовых цилиндров компрессоров, выхлопных газов двигателей газомотокомпрессоров).

24.6 При наличии на площадке МГДП, ГДП, СПХГ только котельной количество и единичную теплопроизводительность котлоагрегатов следует принимать в соответствии с действующими нормами [123]. В северной строительно-климатической зоне, в соответствии с нормами [243] при отсутствии утилизаторов теплоты в котельной должен предусматриваться резервный котлоагрегат.

При наличии на площадке утилизаторов теплоты необходимо предусматривать резервную котельную, производительность которой должна приниматься из расчета обеспечения потребителей первой категории на следующие нужды:

- на технологическое теплоснабжение в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха);

- на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца.

24.7 В системах отопления с местными нагревательными приборами производственных помещений с периодическим пребыванием обслуживающего персонала, в соответствии с правилами [124], допускается применение других теплоносителей (водных растворов гликолей и др.), если аналогичные жидкости обращаются в технологии.

При этом трубопроводы и арматуру следует проектировать по нормам на соответствующие технологические трубопроводы, а в качестве нагревательных элементов применять гладкие трубы.

24.8 Размещение вспомогательного оборудования котельных установок (источников теплоты) следует осуществлять в соответствии с нормами [123].

24.9 Для котельных, работающих на газовом топливе на объектах газовой промышленности и населенных пунктах при них, резервное топливо не предусматривается. При необходимости виды резервного и аварийного топлива определяются заказчиком.

24.10 Подвод газа до котельных первой категории, работающих только на газообразном топливе, должен предусматриваться от двух независимых источников, либо от одного источника, оборудованного резервной ниткой редуцирования.

Подвод газа от одного источника до котельной теплопроизводительностью более 20 Гкал/ч следует выполнять по двум газопроводам, один из которых является резервным. При прокладке газопроводов на одной эстакаде рабочий и резервный газопроводы должны быть максимально удалены друг от друга.

24.11 Природный газ, используемый в качестве топлива, должен соответствовать стандарту [31]. Допускается подача природного неодорированного газа в котельные объектов при условии установки в них сигнализаторов загазованности и выполнении мероприятий, обеспечивающих безопасное использование топливного газа, а именно:

- устройство естественной и аварийной механической вентиляции сблокированной с сигнализаторами загазованности;
- установка быстродействующего запорного устройства на вводе в котельную, прекращающим подачу газа при аварийных режимах в соответствии с нормами [123].

Топливный газ для нужд населенных пунктов при объектах газовой промышленности должен быть одорированным.

24.12 При разработке проектов тепловых сетей необходимо руководствоваться указаниями документов [7,13,16, 48,125].

24.13 Прокладка теплокоммуникаций по площадкам объектов, как правило, должна предусматриваться надземной на отдельно стоящих низких или высоких опорах. Допускается совместная надземная прокладка трубопроводов тепловых сетей с технологическими трубопроводами независимо от параметров теплоносителя и параметров среды в технологических трубопроводах.

Допускается принимать подземную прокладку тепловых сетей в непроходных каналах, тоннелях (проходных каналах) и бесканальную при отсутствии в местах прокладки взрывоопасных и ядовитых газов и паров с удельным весом больше удельного веса воздуха. В местах пересечения транспортных коммуникаций рекомендуется подземная прокладка трубопроводов тепловых сетей в непроходных каналах или футлярах. Не допускается бесканальная прокладка тепловых сетей в вечномерзлых просадочных, засоленных и набухающих грунтах.

24.14 При разработке проектов газовых сетей необходимо руководствоваться указаниями документов [7, 13, 16, 36].

24.15 Прокладку газопроводов по площадкам объектов, как правило, следует предусматривать надземной на эстакадах или на отдельно стоящих опорах. Размещение трасс газопроводов, а также опоры для них следует осуществлять в соответствии с нормами [17,36].

24.16 При совместной прокладке газопроводов с другими инженерными коммуникациями (в том числе и многоярусной) следует руководствоваться указаниями документов [7, 16].

24.17 Расстояния между опорами надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями норм [52].

24.18 Трубопроводы, транспортирующие топливный газ от установок подогрева газа к установке, потребляющей данный газ, следует покрывать тепловой изоляцией. Теплоизоляционные конструкции (основной и покровный слои) для этих целей следует принимать из негорючих материалов, руководствуясь нормами [48]. Сварные стыки теплоизолированных газопроводов следует подвергать 100 % проверке физическими методами контроля.

24.19 Применение электроэнергии на нужды отопления, технологии и теплового сопровождения трубопроводов должно осуществляться в соответствии с нормами [124]

24.20 При разработке проектов отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для объектов необходимо руководствоваться нормативными документами [12, 67, 96, 124-126].

24.21 Отопление и вентиляция блок-боксов принимается по типовым и повторно применяемым проектам с учетом требований нормативных документов.

24.22 Воздухозаборные отверстия приточных вентиляционных установок следует располагать следующим образом:

- для цехов и помещений (блок-боксов) с выделением взрывоопасных газов и паров ЛВЖ с удельным весом менее удельного веса воздуха – не менее 2 м выше уровня земли,

• *для цехов и помещений (блок-боксов) с выделением взрывоопасных газов и паров* ЛВЖ с удельным весом более удельного веса воздуха – на высоте, определяемой расчетом, или не менее 12 м выше уровня земли;

• для отдельно стоящих невзрывопожароопасных помещений, расположенных в радиусе до 40 м от зданий или установок, выделяющих взрывоопасные газы и пары ЛВЖ с удельным весом более удельного веса воздуха, – на высоте, определяемой расчетом, или не менее 12 м выше уровня земли, в радиусе более 40 м – не менее 2 м от уровня земли. В таблице 24.1 приводятся расстояния, рекомендуемые для расположения невзрывопожароопасных помещений.

Таблица 24.1

Помещения и наружные установки с выделением взрывоопасных газов и паров	Расстояние до невзрывопожароопасных помещений, м
Помещения с выходящей в сторону соседних зданий несгораемой стеной без устройств для выброса взрывоопасных газов и паров тяжелее воздуха из систем вытяжной вентиляции	10
То же с выходящей в сторону стеной с проемами	40
Наружные установки (в том числе емкости)	60
Резервуары (газгольдеры) сливо-наливные эстакады с закрытым сливом или наливом	80

24.23 В случае выделения взрывоопасных газов и паров одновременно с удельным весом больше и меньше удельного веса воздуха требования п. 24.22, 24.24 следует относить к удельному весу их смеси, который определяется как средневзвешенный.

24.24 Пристроенные или встроенные помещения, а также помещения, располагаемые от взрывопожароопасных помещений и установок, в которых обращаются взрывоопасные газы и пары ЛВЖ с удельным весом больше удельного веса воздуха, на расстоянии, менее приведенных в таблице 24,1, с электрооборудованием в обычном исполнении (РУ, ТП, КТП, операторные КИП, аппаратные, узлы пожаротушения, венткамеры, воздушные компрессорные, циркуляционные водяные насосные станции и др.), необходимо обеспечивать гарантированным подпором воздуха из расчета 5-кратного воздухообмена в час по полному объему помещения. Высоту забора воздуха при этом необходимо определять расчетом или осуществлять с высоты не менее 20 м от уровня земли.

24.25 Расход приточного воздуха следует принимать расчетом по массе выделяющихся взрывоопасных и вредных веществ, принимая большую из величин для обеспечения санитарных норм или норм взрывопожаробезопасности.

В случае, если расчетная величина расхода приточного воздуха превышает величину, приведенную в табл. 2 [12], кратность воздухообмена принимается по табл. 2 [12].

24.26 Для помещений, зданий и сооружений объемом до 300 м^3 с производствами категории А, Б и пребыванием в них обслуживающего персонала до двух часов в смену следует проектировать вытяжную вентиляцию периодического действия с механическим побуждением и 8-кратным воздухообменом в час по полному объему помещения и неорганизованный приток. При этом резервный вентилятор допускается не предусматривать.

24.27 Для проветривания помещений категории А и Б, а также помещений с вредными выделениями, в которых при аварии возможно внезапное поступление больших количеств вредных веществ, следует предусматривать аварийную вентиляцию.

Расход воздуха для аварийной вентиляции следует принимать таким, чтобы совместно с основными системами вентиляции с искусственным побуждением она обеспечивала в помещениях высотой 6 м и менее 8-кратный воздухообмен в час, а в помещениях с высотой более 6 м – удаление воздуха составляло не менее 50 м^3/час на 1 м^2 площади пола помещения в соответствии с требованиями документа [126].

В помещениях насосных и компрессорных станций категории А и Б аварийная вентиляция должна обеспечивать указанный воздухообмен в дополнение к воздухообмену, создаваемому основными системами.

При совместном выделении различных взрывоопасных газов и паров ЛВЖ вид вещества для проектирования аварийной вентиляции определяется технологической частью проекта.

24.28 Рекомендуемые способы удаления воздуха и его количество, принимаемое к проектированию систем общеобменной вентиляции технологических помещений, приведены в таблице 24.2.

Таблица 24.2

№ пп	Помещения с выделением в них:	Кратность воздухообмена в час		Способ удаления
		расчетная	проектная	
1	Горючих газов с удельным весом меньше удельного воздуха	Не более 1	1	Естественное (механическое) удаление воздуха из верхней зоны
2.	То же	Более 1, но не более 3	Расчетная	То же
3	То же	Более 3	Расчетная	Конкретно в каждом случае

Продолжение табл. 24.2

№ пп	Помещения с выделением в них:	Кратность воздухообмена в час		Способ удаления
		расчетная	проектная	
4	Горючих газов и паров, имеющих при поступлении в помещение одновременно удельный вес меньше и больше удельного веса воздуха с удельным весом смеси меньше удельного веса воздуха	Не более 1	1	Естественное (механическое) удаление воздуха из верхней зоны
5.	То же	Более 1, но не более 1,5	Расчетная	Естественное удаление воздуха из верхней зоны в количестве однократного воздухообмена и механическое удаление оставшегося воздуха из нижней зоны
6.	То же	Более 1,5	Расчетная	Естественное удаление воздуха из верхней зоны в количестве 2/3 воздухообмена и механическое удаление воздуха из нижней зоны в количестве 1/3 воздухообмена
7.	Горючих газов и паров, с удельным весом больше удельного веса воздуха, а также горючих газов и паров, имеющих при поступлении в помещение одновременно удельный вес меньше и больше удельного веса воздуха с удельным весом смеси больше удельного веса воздуха	Менее 3	Расчетная	Естественное удаление воздуха из верхней зоны в количестве однократного воздухообмена и механическое удаление расчетного количества воздуха из нижней зоны
8.	То же	3 и более	Расчетное	Естественное удаление воздуха из верхней зоны в количестве 1/3 воздухообмена и механическое удаление воздуха из нижней зоны в количестве 2/3 воздухообмена
Примечание а) вентиляционные системы с естественным побуждением допускается предусматривать при условии обеспечения их работоспособности при безветрии в теплый период года; в) при определении кратности воздухообмена следует принимать условную высоту производственного помещения, равную 6 м, независимо от фактической высоты помещения				

24.29 Рекомендации по установке резервного вентилятора в системах общеобменной вентиляции и местных отсосов.

24.29.1 *Вытяжная вентиляция*

24.29.1.1 Системы общеобменной вентиляции помещений категорий А и Б по взрывопожарной опасности, в которых невозможно прекратить выделение горючих газов, паров и пыли при остановке систем вентиляции.

Резервный вентилятор для одной или нескольких систем, обслуживающих одно помещение, следует предусматривать:

а) в случае, когда расчетный воздухообмен превышает расход воздуха для аврийной вентиляции;

б) в помещениях насосных станций и компрессорных цехов горючих газов и паров ЛВЖ с удельным весом более удельного веса воздуха;

в) в случае, когда общеобменная и аварийная вентиляция рассчитаны на удаление различных типов взрывоопасных смесей и в помещении установлен один вентилятор общеобменной вентиляции, а также если в случае выхода из строя одного вентилятора общеобменной вентиляции оставшиеся вентиляторы не могут обеспечить воздухообмен, рассчитанный по данному типу смеси.

24 29.1.2 Системы местных отсосов взрывоопасных смесей.

Резервный вентилятор для каждой системы или двух систем следует предусматривать, когда при остановке вентилятора не может быть остановлено технологическое оборудование и прекращено выделение горючих газов, паров и пыли.

24.29.1.3 Системы местных отсосов вредных веществ 1-го и 2-го классов опасности.

Резервный вентилятор для каждой системы или двух систем следует предусматривать, когда при остановке вентилятора не может быть остановлено технологическое оборудования и прекращено выделение вредных веществ.

24.29.2 *Приточная вентиляция*

Резервный вентилятор следует предусматривать:

- для систем, обеспечивающих подпор воздуха в электропомещении и т.п.;
- для систем, обслуживающих машинные залы центробежных нагнетателей или машинные залы поршневых компрессоров газокомпрессорных станций;
- для систем подачи воздуха в тамбур-шлюзы при помещениях категории А и Б по взрывопожароопасности;
- для систем, подающих воздух в заглубленные производственные помещения категории Д, располагаемые на площадках центрального пункта сбора нефти, газа и воды или на нефтяных месторождениях;
- для систем воздушного отопления и систем, совмещенных с системами воздушного отопления.

24.29.3 Установка резервного вентилятора для систем, совмещенных с системами воздушного отопления, не требуется, если в обслуживаемом помещении имеется система

с местными нагревательными приборами или отопительными агрегатами, обеспечивающая температуру +5 °С.

24.29.4 По п.п. 24.29.1-24.29.3 резервный вентилятор следует выбирать из условия обеспечения 100 % расхода воздуха для основного вентилятора.

24.29.5 В случае, если для подачи воздуха в тамбур-шлюзы используется система, подающая воздух в помещения основного назначения без подпора, производительность резервного вентилятора следует выбирать из условия обеспечения не менее1/3 расхода основного вентилятора при умеренном (до 80 %) соотношении давлений, на которое рассчитан основной вентилятор, и давления, потребного для тамбур-шлюзов.

24.29.6 Для нагрева приточного воздуха систем, обслуживающих помещения категорий А, Б и В1-В4, допускается применять газовоздушные подогреватели при следующих условиях:

- газовоздушные подогреватели следует устанавливать в отдельных помещениях, отделяя их противопожарными перегородками 1-го типа;
- температура воздуха, подаваемого в помещения, должна быть не менее чем на 20 % ниже температуры самовоспламенения веществ, находящихся в обслуживаемых помещениях;
- при пересечении воздуховодами стены помещения, где расположены газовоздушные подогреватели, должен устанавливаться огнезадерживающий клапан;
- на воздуховодах систем, обслуживающих помещения категории А и Б, следует устанавливать взрывозащищенные обратные клапаны в местах пересечения ограждения помещений с газовоздушными подогревателями.

25 УСТАНОВКИ СЖАТОГО ВОЗДУХА

25.1 Воздушные компрессорные станции, а также установки сжатого воздуха в составе ГДП, МГДП и СПХГ предназначаются:

- для бесперебойного снабжения сухим сжатым воздухом приборов К и А;
- для снабжения сжатым воздухом пневматических инструментов;
- для очистки сжатым воздухом технологического оборудования и приготовления раствора реагентов (перемешивания).

25.2 При проектировании воздушных компрессорных станций и установок следует руководствоваться правилами [127].

25.3 Для обеспечения объектов МГДП сжатым воздухом рекомендуется использование блочно-комплектной компрессорной установки типа 60/8, разработанной СПКБ «Проектнефтегазспецмонтаж».

25.4 Система подачи сжатого воздуха к приборам К и А и пневмоприводам должна быть самостоятельной и включать ресивер, рассчитанный на работу системы в течение не менее часа.

При наличии автоматического включения компрессоров по давлению воздуха в ресивере запас воздуха может быть снижен из расчета технологических требований к работе компрессорной.

Система подачи сжатого воздуха к приборам К и А может подключаться в общую сеть сжатого воздуха при условии отключения от общей сети обратным клапаном (клапаном-отсекателем), установленным перед ресивером со стороны компрессорной.

Ресивер должен быть оснащен достаточным количеством приборов К и А, чтобы постоянно контролировать наличие воздуха в емкости. При падении давления воздуха должна включаться световая и звуковая сигнализация, независимая от сигнализации отклонения технологических параметров на установке.

26 СИСТЕМА СНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ИНЕРТНЫМ ГАЗОМ

26.1 МГДП, ГДП И СПХГ должны быть обеспечены инертным газом (азотом, двуокисью углерода или их смесью) исходя из потребности в нем на технологические операции (поддержание невзрывоопасной подушки, передавливание продуктов), аварийные мероприятия (тушение пожаров, создание защитных завес), ремонтные работы (продувка оборудования и трубопроводов).

Способ получения и хранения инертных газов принимается на основании технико-экономических расчетов.

26.2 Количество инертного газа, необходимого предприятию, должно определяться исходя из среднего расхода его всеми технологическими установками предприятия, но не менее максимального расхода его одной установкой, которая является наибольшим потребителем инертного газа.

26.3 Количество инертного газа для продувки аппаратов и трубопроводов с углеводородными газами и жидкостями определяется как утроенный геометрический объем продуваемой системы.

26.4 Запас сжатого инертного газа в газгольдерах постоянного объема для передавливания пожаро- и взрывоопасных сред, создания инертных «подушек», стравливания вакуума и подобных целей должен определяться из потребности в инертном газе для указанных целей, но не менее чем на 1 час.

При наличии резервного компрессора запас инертного газа может храниться в газгольдерах низкого давления.

Примечание. Потребность в продувочном инертном газе определяется в каждом конкретном случае исходя из мощности производства, числа агрегатов, вместимости и длительности продувки системы.

26.5 Инертный газ под давлением по стационарному трубопроводу должен быть подведен ко всем взрывоопасным установкам производства, в которых по условиям обеспечения безопасности необходимо применение инертного газа, с соблюдением следующих условий:

- площадь сечения распределительного трубопровода и магистралей должна быть рассчитана на максимальный расход инертного газа каждым потребителем с учетом коэффициента одновременности загрузки всех технологических линий не менее 0,7;
- на каждом вводе из расходной магистрали инертного газа в технологическую линию следует предусматривать установку двух запорных устройств с дренажным штуцером между ними и обратного клапана;
- с целью продувки аппаратов и участков технологических линий следует предусматривать подсоединение к ним съемных трубопроводов для подачи инертного газа; съемный трубопровод оборудуется двумя запорными устройствами (с дренажным штуцером между ними) и обратным клапаном; после продувки аппаратов и трубопроводов съемные трубопроводы снимаются, присоединительные штуцеры глушатся плоскими заглушками;
- на каждом ответвлении должны быть установлены манометр и запорный вентиль

Примечание: а) обратный клапан следует устанавливать на каждом ответвлении к аппарату, если оно предназначено для поддержания в нем инертной среды.

б) при наличии гидрозатвора устройство обратного клапана не требуется.

26.6 Содержание кислорода в инертном газе должно соответствовать требованиям, устанавливаемым отраслевыми нормами или регламентом для данного производства.

26.7 Инертный газ должен быть осушен до остаточной абсолютной влажности, исключающей конденсацию паров и замерзание воды в трубопроводах в зимних условиях.

26.8 Ответвления газопроводов, подводящие инертный газ к технологическим аппаратам и агрегатам, рассчитанным на давление ниже, чем в магистральном газопроводе инертного газа, должны иметь автоматические редуцирующие устройства, предохранительные клапаны и манометры на стороне низкого давления.

Автоматические редуцирующие устройства должны быть отрегулированы на расчетное давление аппаратов, потребляющих инертный газ.

26.9 Для группы сосудов, работающих при одном и том же давлении, устанавливается одно редуцирующее устройство с манометром и предохранительным клапаном, расположенным на общей магистрали до первого ответвления.

Установка предохранительных клапанов на сосудах не обязательна, если в них исключена возможность повышения давления.

27 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

27.1 Для проведения анализов сырья, реагентов, готовой продукции, санитарного надзора на ГДП, МГДП и СНХГ должна функционировать производственная лаборатория

Помещения производственной лаборатории следует проектировать в соответствии с главами СНиП по проектированию производственных зданий промышленных предприятий, складских зданий и сооружений общего назначения, складов нефти и нефтепродуктов с соблюдением правил [128], указаний [262] и санитарных норм проектирования промышленных предприятий.

27.2 Помещения производственной лаборатории должны быть оборудованы системами отопления и приточно-вытяжной вентиляцией с механическим и естественным побуждением. Системы отопления и вентиляции, отопительные приборы, теплоноситель и его предельная температура должны проектироваться в соответствии с нормами [48,124,125].

Воздухообмен в производственных лабораториях следует определять по количеству удаляемого воздуха от вытяжных шкафов и укрытий, но при этом должна обеспечиваться кратность воздухообмена (табл. 27.1).

Таблица 27.1

Наименование помещений	Кратность воздухообмена в час	
	приток	вытяжка
1. Общехимические	5	5
2. Весовые	5	5
3. Оптические	10	10
4. Физико-химические	5	5
5. Препаративные:		
а) при наличии местных отсосов;	по скоростям в рабочем проеме вытяжного шкафа	
б) при отсутствии местных отсосов	8	10
6. Склад посуды и реактивов		1,5
7. Помещение для подготовки проб к анализу	8	10

27.3 Кроме механической вентиляции в производственных лабораториях должна предусматриваться естественная вентиляция, рассчитанная на удаление 0,5 объема воздуха в час в нерабочее время.

27.4 Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует определять по скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа (0,2 м^2 на метр длины шкафа) в зависимости от ПДК вредных веществ (таблица 27.2).

Таблица 27.2

ПДК вредных веществ, мг/м^3	Расчетная скорость движения воздуха, м/с
Свыше 50	0,5
От 20 до 50	0,7
От 5 до 20	1,0
До 5 включительно	1,3

27.5 Подачу приточного воздуха в помещение лаборатории следует предусматривать в размере 90 % от количества воздуха, удаляемого вытяжными системами. Остальное количество воздуха подается в коридор.

27.6 Лаборатории должны оснащаться мебелью, изготовленной специально для производственных лабораторий:

- столами химическими лабораторными;
- шкафами вытяжными химическими;
- столами лабораторными для нагревательных приборов;
- тумбами с лабораторными раковинами и др.

27.7 Для проведения анализов сырья, реагентов, готовой продукции, санитарного надзора в лаборатории следует предусматривать:

- измерительные приборы;
- весоизмерительные приборы;
- электронагревательное оборудование;
- баллоны;
- химические реагенты и вещества.

27.8 При сравнительно небольших объемах производства МГДП загрузка лаборатории может быть не обеспечена. Анализы в этом случае рекомендуется выполнять силами производственных лабораторий других предприятий. Лаборатория в составе МГДП может быть предусмотрена проектом, если такое требование заказчика установлено в задании на проектирование.

28 НОРМАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

В данном разделе раскрываются следующие нормативно-технологические показатели:

1. Нормы размещения на рабочей площади установок, оборудования, агрегатов, блок-боксов, машин и т.д.

2. Количество и резерв технологического оборудования.

3. Нормативы складских и подсобных помещений.

4. Нормы расхода основных и вспомогательных материалов, энергоресурсов.

5. Нормы потерь сырья и готовой продукции.

6. Нормы запасов сырья, товарной продукции и реагентов.

28.1 *Нормы размещения на рабочей площади*

28.1.1 Рабочая площадь и объем зданий и сооружений для ГДП, МГДП и СПХГ определяются исходя из условий обеспечения выполнения всех операций по обслуживанию, ремонту с раскладкой узлов и деталей и замене установленного оборудования с помощью соответствующих подъемно-транспортных средств.

28.1.2 Максимально допустимая площадь общих зданий для объектов определяется в соответствии с нормативными документами [7, 17,19,21,129,130].

28.2 *Количество и резерв технологического оборудования*

28.2.1 Требуемое количество и резерв технологического оборудования принимаются дифференцированно по технологическим установкам, причем резерв должен предназначаться как для выравнивания сезонной неравномерности работы газопровода, так и для производства плановых ремонтных работ и ликвидации возможных аварийных ситуаций.

28.2.2 Количество технологических линий, в том числе и резервных, для технологических установок подготовки газа ГДП следует принимать в соответствии с рекомендациями «Ряда мощностей установок ...» в приложении В.

Как правило, установки подготовки газа включают более двух технологических линий и резерв для них составляет от 20 до 33 %.

28.2.3 Количество рабочих линий определяется путем деления среднесуточной производительности установки на производительность одной линии. Среднесуточная производительность установки определяется как годовая, деленная на 347 дней. Указанный резерв образуется путем добавления к рабочим линиям одной резервной. Если количество рабочих линий получается более пяти, то принимаются две или три самостоятельные установки подготовки газа, в каждую из которых должно входить не более пяти рабочих линий и одной резервной.

28.2.4 В соответствии с данными проекта создания СПХГ выбор мощности технологических установок подготовки газа должен производиться согласно приложению Г настоящих норм. Учитывая сезонную работу установок подготовки газа на СПХГ (методом абсорбционной осушки или НТС), резерв технологического оборудования в них не предусматривается.

28.2.5 Количество рабочих линий для установки стабилизации конденсата (УСК) принимается от одной до трех (без резервной), так как при остановке на ремонт или при аварийной ситуации сырой необработанный конденсат следует временно направлять через концевую трапную установку в резервуарный парк с последующим возвратом на установку стабилизации.

28.2.6 Производительность УСК определяется путем умножения максимальной добычи конденсата на коэффициент 1,2, учитывающий повторную обработку возвращаемого разгазированного конденсата из резервуарного парка. Количество технологических линий для конкретной установки определяется путем деления суточной производительности установки на производительность одной линии в $м^3$/сут.

28.2.7 На МГДП для установок следует применять одну рабочую технологическую линию соответствующей производительности.

28.2.8 Проектом технологических установок необходимо предусматривать запас производительности входящего в них оборудования при заданном колебании в количестве и составе поступающего сырья.

28.2.9 Выбор мощности технологических установок, применяемых на МГДП, должен производиться согласно приложению Д настоящих норм. При этом рабочая производительность установок должна приниматься ближайшей большей фактической производительности. В случае, если фактическая мощность технологической установки, входящей в состав МГДП, превышает наибольшую из рекомендуемого ряда соответствующих установок, следует принимать две или более установок одной производительности.

28.2.10 При установке одного рабочего насоса 100 %-ное резервирование необходимо предусматривать для следующих насосных:

- подающих ингибитор гидратообразования на скважины, оборудование и трубопроводы, где возможно образование гидратов;
- циркуляционного орошения колонн;
- подачи теплоносителя;
- производящих перекачку продуктов стабилизации конденсата из резервуара в резервуар внутри резервуарного парка и из резервуарных парков;
- осуществляющих подачу воздуха на регенерацию раствора, насыщенного сероводородом;
- производящих перекачивание поглотительного раствора и серной пульпы (установка получения серы).

Примечание. В случае установки двух и более рабочих насосов принимать резерв не менее 30 %.

28.2.11 Насосы оборотного водоснабжения и свежей воды должны иметь следующий резерв, %:

- при двух рабочих насосах – 50;
- при трех и более рабочих насосах – 30.

28.2.12 Для газовых и воздушных компрессоров и воздуходувок, устанавливаемых на технологических установках, рекомендуется один резервный компрессор (воздуходувка) на 1-5 рабочих компрессоров (воздуходувок).

В этом случае производительность и давление нагнетания резервных машин принимается по одному из рабочих компрессоров (воздуходувок), имеющих наибольшее значение этих показателей.

28.2.13 Количество устанавливаемых резервных ГПА на каждой ступени сжатия следует принимать:

- для ГПА на ДКС в период постоянной добычи – 2;
- для ГПА на ДКС в период падающей добычи – 1;
- КС ПХГ – 1.

При работе с максимальной производительностью менее одного месяца в году резерв не предусматривается.

28.2.14 Число ГМК в одном компрессорном цехе не должно превышать 10-12 шт.

28.2.15 Для центральных воздушных компрессоров предлагается следующий резерв производительности:

- для компрессоров, обеспечивающих воздухом потребителей непрерывно (приборы контроля автоматики, технологические нужды) – не менее 50 %;
- для компрессоров, подающих воздух на чистку печей, ремонтные и другие нужды, резерв не предусматривается. Если разрыв между рабочими циклами этих компрессоров составляет менее 5 дней, на 1-5 рабочих компрессоров предусматривается 1 резервный компрессор

28.2.16 Для аппаратов, режим работы которых требует более частых остановок, чем это предусмотрено регламентом работы самих установок, и только в том случае, если остановка указанных аппаратов требует отключения всей установки, резерв следует принимать 50-100 %.

28.2.17 Резервирование трубчатых печей для подогрева технологических продуктов и реагентов определяется в процессе проектирования на основании технико-экономических проработок

28.3 *Нормы расхода основных и вспомогательных материалов*

28.3.1 При проектировании технологических установок объектов МГДП, ГДП и СПХГ расходные показатели по химреагентам и вспомогательным материалам следует закладывать по нормам, указанным в таблице 28.1.

Таблица 28.1

Наименование	На 1000 м^3 добываемого газа
1. Реагенты, г	
а) Диэтиленгликоль (в пересчете на 100 %)	
- абсорбция	20
- НТС	50
б) Триэтиленгликоль	10

Продолжение табл. 28.1

Наименование	На 1000 м³ добываемого газа
в) метанол: на освоение скважины	до 1 500
- на подготовку газа по схеме:	
- НТС	по расчету
- ПТА	по расчету
- на борьбу с гидратообразованием при сборе газа	по расчету
2. Адсорбенты, г	
а) цеолиты	120
3. Хладоагенты, г	
а) пропан-хладоагент	50
4. Вспомогательные материалы, г	
а) уголь активированный марки АГ-3	3,0
5. Вода, м³ в том числе:	
а) для северных районов:	
- на производственные нужды,	0,017
- на хозяйственно-питьевые нужды	0,003
б) для районов с умеренным климатом:	
- на производственные нужды;	0,095
- на хозяйственно-питьевые нужды	0,0015

28.3.2 В таблице 28.2 приведены ориентировочные расходные показатели энергоресурсов на объекты МГДП, ГДП и СПХГ, которые могут быть использованы на стадии предпроектных разработок.

Таблица 28.2

Наименование	На 1000 м³ добываемого газа
1. Электроэнергия, МДж	0,8
2. Теплоэнергия, МДж	0,0026
3. Топливный газ, кг у.т. (условного топлива)	6,3

28.4 *Нормативы складских и подсобных помещений*

28.4.1 Площади и размещение складских и подсобных помещений объектов обработки следует проектировать в соответствии с требованиями правил [14, 131]

28.5 *Расчетные нормы потерь сырья и готовой продукции*

28.5.1 Под потерями газообразного и жидкого углеводородного сырья на технологических объектах МГДП, ГДП и СПХГ следует понимать разницу между массой поступающего сырья и суммарной массой газообразных и жидких продуктов, получаемых из сырья.

Не относятся к потерям и в товарном балансе газа технологического объекта необходимо учитывать расход газа на собственные технологические нужды, включающий в себя газ на топливные и технологические нетопливные нужды и технологические потери газа за счет негерметичности уплотнений.

Не относятся к потерям и в товарном балансе технологического объекта должны учитываться самостоятельно следующие продукты:

- расход растворителей, реагентов, хладоагентов и т.п.;
- некондиционная продукция,
- растворенная и взвешенная в сырье вода, грязь и другие примеси, из которых товарная продукция на объекте не может быть получена

28.5.2 Расход газа на технологические нетопливные нужды складывается из следующих статей:

- продувка скважин;
- опорожнение технологических трубопроводов, аппаратов технологических установок,
- факельные устройства (на запальники, затворный газ);
- вытеснение воздуха из трубопроводов и аппаратов;
- дегазация жидкостей.

Потери газового конденсата подразделяются:

- эксплуатационные (с газами сепарации, дегазации в парообразном и жидком состоянии),
- ремонтные (при продувках и опорожнении трубопроводов и оборудования),
- хранение, налив и перекачка (утечки через неплотности насосов, испарение).

Для расчета величины расхода газа на собственные технологические нужды и газового конденсата на объектах сбора и промысловой обработки газа и газового конденсата следует руководствоваться методическими указаниями [132, 133]

28.5.3 При расчетах товарных материальных балансов технологических установок в процессе проектирования следует учитывать потери сырья и продуктов, не более указанных в таблице 28.3

28.5.4 В проекте обустройства должна быть приведена общая нормативная величина технологических потерь газа и газового конденсата, определенная суммированием потерь по всем объектам газодобывающего предприятия.

Таблица 28.3

Технологические объекты	Потери от перерабатываемого сырья, %
Отдельно стоящие компрессорные станции	0,03
Отдельно стоящие установки осушки газа с помощью гликолей (растворение в ДЭГе, выветривание НДЭГа и продувки во время ремонтов	0,05
Установки ПТС газа	0,05
Установки подготовки газа по схеме масляной абсорбции	0,05
Установки подготовки газа по схеме адсорбции	0,5
Установки подготовки углеводородного конденсата к транспорту: а) по одноколонной схеме стабилизации конденсата б) по двухколонной схеме стабилизации (с получением ПБФ) в) по схеме установки концевой трапной	 0,3 0,3 0,3
Установки переработки углеводородного конденсата	0,3

Примечания

1. Потери для процессов, не рассмотренных в таблице, устанавливаются проектной организацией при проектировании конкретных технологических установок.

2. При наличии в технологической цепочке МГДП, ГДП и СПХГ нескольких установок, указанных в таблице, общие потери складываются суммированием

3 При привязке на МГДП, ГДП и СПХГ ранее применяемых проектов установок, которые уже введены в действие, потери следует принимать в соответствии с этим проектом.

4. При проектировании сырьевых и товарных парков потери следует принимать не более 0,3 % от хранимого продукта.

28.6 *Нормы запасов сырья, товарной продукции и реагентов*

28.6.1 При наличии в технологической схеме подготовки газа установки стабилизации конденсата сроки хранения сырья и готовой продукции УСК принимаются в зависимости от принятого вида транспорта (трубопроводный, железнодорожный, водный) и направления продукции.

28.6.2 Норма запаса сырья УСК, расположенной на отдельно стоящей площадке, в наземных сырьевых резервуарных парках при трубопроводном транспорте принимается равной суточной производительности установки, при подземных сырьевых резервуарных парках принимается из расчета продолжительности ремонта установки.

28.6.3 Для сброса некондиционного продукта используются емкости готовой продукции, откуда насосами он должен подаваться на повторную стабилизацию или переработку. При неравномерном поступлении сырья на установку должны быть предусмотрены буферные емкости, рассчитанные на 5÷10-минутный запас работы установки.

28.6.4 Количество резервуаров для каждого товарного продукта должно быть не менее трех.

28.6.5 Расчет потребных объемов резервуаров следует производить как разность между вместимостью и величиной неиспользуемой зоны (коэффициент заполнения плюс мертвый остаток).

Коэффициент заполнения резервуаров принимается:

- для вертикальных резервуаров – 0,95,
- горизонтальных резервуаров – 0,90;
- для горизонтальных резервуаров сжиженного газа – 0,835.

28.6.6 Нормы запасов реагентов и смазочных материалов на складах устанавливаются, сут.:

- при отгрузке в железнодорожных цистернах – до 20;
- при отгрузке в таре – до 30.

Примечание. При доставке реагентов только водным транспортом их запас следует предусматривать годовой.

28.6.7 Емкость склада масел выбирается исходя из следующего неснижающегося запаса масел каждой марки:

- для компрессорных машин и двигателей электростанций в объеме 50 % емкости масляной системы установленного парка машин плюс запас доливки в объеме 45-дневной потребности;
- смазочные масла для других агрегатов – в объеме 45-дневной потребности;
- для ДКС, оснащенных центробежными нагнетателями с электроприводом, на складе маслохозяйства предусматривать установку одной цистерны емкостью не менее 26 м^3 для чистого трансформаторного масла и одной такой же цистерны для отработанного масла.

Примечание. При доставке масла только водным транспортом запас следует предусматривать годовой.

28.6.8 Количество инертного газа следует определять исходя из среднего расхода всех установок, но не менее максимального расхода одной установки, которая является максимальным потребителем инертного газа.

28.6.9 Реагентное хозяйство объектов МГДП, ГДП и СПХГ должно обеспечивать возможность хранения запасов реагентов в соответствии с таблицей 28.4.

При поставке химреагентов по импорту допускается увеличивать запасы против указанных в табл.

- гликолей, аминов и т.п. – до 90 сут;
- ингибиторов коррозии – до 120 сут.

Таблица 28.4

Название реагента	Запас, сут
1. Этиленгликоль, диэтиленгликоль	30
2. Моноэтаноламин, диэтаноламин	30
4. Метанол	30
5. Кислоты	30
5. Сода· каустическая и кальцинированная	25
6. Ингибитор коррозии	20
7. Гипохлорид кальция	30
8. Активированный уголь	30
9. Прочие реагенты (присадки, тринатрийфосфат и др.)	30

28.6.10 Запасы абсорбентов, адсорбентов, хладоагентов, потребляемых установками МГДП, ГДП и СПХГ, устанавливаются исходя из их 30-суточного текущего расхода плюс одна загрузка для полной замены их в системе (так называемый аварийный запас) [32].

Примечание:

1) если на объекте находится несколько однотипных установок, то аварийный запас абсорбентов, адсорбентов, хладоагентов и т.п. предусматривается для полной замены его только на одной, наиболее крупной установке;

2) допускается отклонение от приведенных норм запасов сырья и реагентов в зависимости от сложившейся транспортной схемы, надежности поставщиков и других местных условий.

28.6.11 Если доставка реагентов осуществляется сезонно, то запас реагентов принимается исходя из необходимости обеспечения технологических процессов в течение всего периода.

29 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ И НОРМАТИВНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА

29.1 *Организационная структура управления газодобывающим предприятием*

29.1.1 Организационная структура управления МГП, ГДП и СПХГ строится на основании типовых организационных структур, предусмотренных нормативами по труду и научной организации труда, действующими в газовой отрасли, с учетом формы собственности (статуса) предприятия и региональных особенностей его местоположения.

29.1.2 Типовые структуры определяют состав и подчиненность производственных и функциональных подразделений газодобывающего предприятия, их связи и взаимодействие в общей системе управления. Схемы типовых структур ГДП приведены в приложении Е.

Данные структуры предусматривают 3 категории сложности управления производством, устанавливаемые в зависимости от суммарного годового объема добычи газа, конденсата и нефти от действующего фонда скважин, мощности газоперекачивающих агрегатов

Для управлений, осуществляющих одновременно эксплуатацию ПХГ и промысловую добычу газа, типовая структура устанавливается с учетом двух видов деятельности по смешанному типу пропорционально установленным срокам.

29.1.3 В зависимости от мощности газового промысла, а также территориальной рассредоточенности его объектов может быть создано или ГДП с входящими в его состав газопромысловыми управлениями (ГПУ), или самостоятельное ГПУ с подчинением его вышестоящей организации.

29.1.4 В табл. 29.1 приведено отношение предприятий к той или иной категории сложности в зависимости от показателей, определяемых в баллах.

Таблица 29.1

Категория сложности	Количество баллов
I	1 001 и более
II	201 –1 000
III	до 200

Данные о переводе объемов выполняемых работ в управлении в условные единицы-баллы приводятся в табл. 29.2.

Таблица 29.2

Выполняемые работы	Единицы объема, за которые устанавливаются баллы	Количество баллов, за установленную единицу объема
1. Добыча - газа, - нефти, - конденсата	 1,0 млрд м^3 в год 1,0 млн т в год 1,0 млн т в год	 7 10 15
2. Эксплуатационный фонд скважин. - газовых, - газоконденсатных, - нефтяных	100 скв.	5
3. Мощность газоперекачивающих агрегатов	100 тыс. кВт	5

Примечание Категория сложности управления ГПУ, осуществляющих разработку газовых месторождений с содержанием сероводорода более 20 %, устанавливается на одну ступень выше по сравнению с категорией, определенной в соответствии с балльной оценкой

29 1.5 Структура управления производством устанавливается в зависимости от категории сложности управления предприятием Структура управления производством приведена в табл. 29.3.

Таблица 29.3

Структурные подразделения	Категории сложности управления производством		
	I	II	III
1. Руководство: (постоянный норматив 5 человек – начальник управления, главный инженер, заместитель начальника по общим вопросам, главный геолог)	+	+	+
2. Аппарат при руководстве (исполнители)	+	+	+
3. Функциональные отделы (группы исполнителей)			
3.1. Производственный отдел по добыче газа и конденсата	+	-	-
3 2. Технический отдел	+	-	-
3 3 Производственно-технический отдел	-	+	+
3 4 Производственный отдел по эксплуатации ДКС и СОГ*	+	+	-
3 5 Планово-экономический отдел	+	+	-
3 6 Отдел организации труда и заработанной платы	+	+	-
3.7 Отдел планирования, организации труда и заработанной платы	-	-	+
3 8 Отдел охраны труда и техники безопасности	+	+	-
3.9 Группа специалистов по охране труда и технике безопасности	-	-	+
3.10 Группа специалистов пожарной охраны	-	+	+
3.11 Отдел кадров, трудовых отношений и социального развития	+	+	-
3.12 Группа специалистов по кадрам и трудовым отношениям	-	-	+
3 13 Служба бухгалтерского учета и финансирования (СБУ и Ф)	+	-	-
3 14. Служба бухгалтерского учета и финансирования (СБУ и Ф) или учетно-контрольная группа (УКГ)	-	+	+
3 15 Отдел материально-технического снабжения и транспортного обеспечения (МТС и ТО)	+	+	-
3.16. Группа специалистов по МТС и ТО	-	-	+
3 17 Административно-хозяйственный отдел	+	+	+
3 18 Отдел главного механика	+	+	-
3.19 Отдел главного энергетика	+	+	-
3.20 Механо-энергетический отдел	-	-	+
3.21. Отдел КИП и автоматизации производства	+	+	-
3.22 Группа специалистов по КИП и автоматизации производства	-	-	+
3 23 Отдел капитального строительства и капитального ремонта (отдел обустройства месторождений)**	+	+	+
3 24 Геологический отдел	+	+	+

Продолжение табл. 29.3

Структурные подразделения	Категории сложности управления производством		
	I	II	III
4. Производственные подразделения (службы, цехи, участки)			
4.1 Производственно-диспетчерская служба (диспетчерская служба)	+	+	+
4.2. Цех по добыче газа и газового конденсата (газовый промысел)	+	+	+
4 3 Ремонтно-механический цех	+	+	-
4 4 Цех энергоснабжения	+	+	-
4.5. Механо-энергетический цех	-	-	+
4 6 Служба КИП и автоматизации производства	+	+	+
4.7. Цех капитального, текущего ремонта и наладки ГПА и ГКА	+	+	-
4 8. Цех (участок) по подготовке и перекачке конденсата и нефти	+	+	-
4 9. Цех (головные сооружения) по очистке и осушке газа	+	+	-
4 10 Цех по очистке и осушке газа, перекачке конденсата и нефти	-	-	+
5 Служба пожарной охраны	+	-	-

Примечания

1 +) подразделение создается,

-) подразделение не создается,

*) производственный отдел по эксплуатации дожимных компрессорных станций (ДКС) и станции охлаждения газа (СОГ) может быть создан при наличии в составе ГПУ двух и более ДКС,

**) при полной централизации объема работ по данной функции на уровне газодобывающей организации отдел в составе ГПУ не создается. При частичной централизации функций (работ) – вопрос о создании отдела цеха решается газодобывающей организацией

2 В ГПУ, в которых функциональный отдел не создается, организуется группа исполнителей или выделяется отдельный исполнитель в составе другого отдела.

3. В ГПУ, относящихся к 3-й категории сложности управления, где типовой организационной структурой тот или иной отдел не предусматривается (включена в группу исполнителей), соответствующий отдел может быть создан с разрешения газодобывающей организации, если позволяет норматив численности по данной функции

4 В ГПУ, осуществляющих разработку и эксплуатацию газовых месторождений с содержанием сероводорода, с разрешения газодобывающей организации может быть создан производственный отдел по добыче газа и конденсата.

29.2 *Организационная структура управления станцией подземного хранения газа*

29.2.1 Мощность газохранилища (его активный объем) обуславливает создание в составе газотранспортного предприятия СПХГ, ее структуру и подчиненность. Схема типовой структуры СПХГ приведена в приложении Ж.

29.2 2 Структура аппарата управления СПХГ определяется категорией сложности управления производством. Предусматриваются три категории сложности управления производством в зависимости от активного объема хранилища газа. Категории сложности приведены в табл. 29.4

Таблица 29.4

Показатели	Категории сложности управления		
	I	II	III
Активный объем хранилища газа, млрд м^3	свыше 3,5	1,6-3,52	до 1,5

29 2.3. Структура управления производством СПХГ устанавливается в зависимости от категории сложности управления предприятием. Структура управления приведена в табл. 29.5.

Таблица 29.5

Структурные подразделения	Категория сложности		
	I	II	III
1. Руководство			
Начальник	+	+	+
Главный инженер	+	+	+
Заместитель начальника	+	+	+
2. Аппарат при руководстве			
Старший инженер (инженер) по охране труда и технике безопасности и пожарной охраны	+	+	+
Старший инженер (инженер) по организации и нормированию труда	+	+	+
Старший инспектор (инспектор) по кадрам и спецработе	+	+	+
Старший инженер (инженер) по материально-техническому снабжению	+	+	+
Заведующий складом	+	-	-
Заведующим хозяйством	+	+	-
Секретарь-машинистка	+	+	+
3. Функциональные подразделения аппарата управления			
Бухгалтерский учет и финансовая деятельность	+	-	-
Исполнители по охране природы и лабораторному контролю	+	-	-
4. Производственные структурные подразделения			
Оперативно-производственная служба	+	+	+
Геологическая служба	+	+	+
Группа ПИПР	+	-	-

Продолжение табл. 29.5

Структурные подразделения	Категория сложности		
	I	II	III
Участок капитального и подземного ремонта скважин (Группа КПРС)	+	+	+
Газокомпрессорная служба	+	+	+
Участок КИП и А (Группа АСУ автоматики и телемеханики)	+	+	+
Участок энерговодоснабжения (Группа ЭВС)	+	+	+
Участок электрохимзащиты (Группа ЭХЗ)	+	+	-
Диспетчерская служба	+	+	+
Узел связи	+	+	+
Химлаборатория	+	+	+
Механическая мастерская	+	+	+
5. Служба пожарной охраны	+	-	-

29 3 Нормативная численность обслуживающего персонала

29 3.1 При определении численности обслуживающего персонала должны учитываться следующие факторы:

- уровень автоматизации производства,
- степень надежности технических средств;
- возможность привлечения специализированных предприятий и организаций для выполнения ремонтных работ и предоставления услуг;
- возможность максимального совмещения профессий и использование бригадных форм обслуживания;
- особенности производства, обуславливающие необходимость специального контроля за состоянием оборудования, загрязнением атмосферы, почвы и водоемов.

29.3.2 Расчет численности обслуживающего персонала рекомендуется производить, руководствуясь нормами, приведенными в документах [134-137, 266, 267, 272].

29.3.3 Расчет численности пожарной охраны предприятия при условии ее создания производится по нормам [231]

30 ФОНД ВРЕМЕНИ И РЕЖИМ РАБОТЫ РАБОЧИХ, ИТР И СЛУЖАЩИХ

30.1 Режим труда следует устанавливать в соответствии с необходимым регламентом обслуживания производственных объектов и уровнем автоматизированного управления, предусмотренным проектом объекта МГДП, ГДП и СПХГ.

30.2 Суточный и недельный режим труда и отдыха на объектах МГДП, ГДП и СПХГ с непрерывным (рабочие, ИТР и служащие по добыче газа) и периодическим (ремонтная служба, административно-технический персонал и т.д.) процессами производства устанавливается в соответствии с графиком сменности.

30.3 Для непрерывных и периодических производств при пятидневной рабочей неделе следует устанавливать режим работы в соответствии с трехсменным четырехбригадным графиком с пятидневным рабочим периодом.

30.4 Для работников, связанных с периодическим выездом на объект при безвахтовом методе (работа установки в автоматическом режиме при управлении автоматическим процессом с пульта диспетчера), следует устанавливать суммарный учет рабочего времени, при котором продолжительность рабочего дня в отдельные периоды может превышать установленную для данного управления, с предоставлением в последующем дополнительных дней отдыха за переработку.

По согласованию с профсоюзной организацией может быть установлен месячный и квартальный суммарный учет рабочего времени.

31 СТЕПЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОЕМКОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА

31.1 Оборудование технологических установок объектов МГДП, ГДП и СПХГ (в дальнейшем «объектов») закладываемое в проекты, должно выбираться с таким расчетом, чтобы гарантийный непрерывный срок его службы обеспечивал работу технологических установок на непрерывном технологическом режиме по схеме основного и вспомогательного процесса в течение 20 лет эксплуатационного периода. Гарантийный непрерывный срок службы технологического оборудования, работающего в условиях рабочих сред, содержащих сероводород, принимается 12 лет

31.2 С целью повышения эффективности использования оборудования необходимо соблюдать следующие условия:

- технический уровень закладываемого в проекты оборудования должен отвечать требованиям научно-технического прогресса в газодобывающей отрасли;
- оборудование должно использоваться по назначению и там, где оно дает наибольший экономический эффект;
- технологические схемы установок должны строиться так, чтобы максимально возможное количество оборудования находилось в работе и минимальное – в резерве, ремонте и других простоях;
- система профилактики и организации планово-предупредительных работ (ППР) оборудования, предусматриваемая проектом, должна быть на высоком техническом уровне.

31.3 В разрабатываемых проектах объектов должны быть приведены показатели их материало- и энергоемкости в сравнении с аналогичными показателями ранее выполненных проектов или достигнутыми показателями на передовых отечественных и лучших зарубежных предприятиях.

31.4 Под материалоемкостью проектируемого предприятия понимается удельный расход основных строительных материалов (стали, цемента, леса) на 1000 м^3 добываемого газа.

31 5 Под энергоемкостью проектируемого предприятия понимается удельный расход топлива, электрической и тепловой энергии на 1000 м^3 добываемого газа

31 6 При проектировании объектов рекомендуется достижение минимальных показателей материало- и энергоемкости без нанесения ущерба нормальной эксплуатации предприятия и окружающей среде.

32 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

32.1 В разрабатываемых проектах объектов ГДП, МГДП и СПХГ (в дальнейшем «объектов») следует определить удельные расходы топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на собственные нужды и потери на основе расчетов по видам ТЭР и статьям расхода, приведенным в приложении И.

32 2 Для снижения удельных расходов ТЭР на собственные нужды при проектировании объектов следует предусматривать:

- автоматическое поддержание заданного температурного режима в системах теплоснабжения, отопления и вентиляции,
- использование огневого подогрева теплоносителя и технологических жидкостей, руководствуясь документами [45,138,139].
- оптимальное расположение на площадке энергоиспользующего и энергоснабжающего оборудования;
- закрытую централизованную систему сбора газа и конденсата;
- целесообразную утилизацию низконапорного газа и газа выветривания конденсата с помощью эжекторных установок;
- автоматизированные системы учета топливного газа на собственные нужды;
- рациональные режимы обогрева помещений объектов при переходе на безвахтенный метод обслуживания,
- применение установок аэрозольного ингибирования коллекторов, обеспечивающих сокращение выбросов в атмосферу.

32.3 *Использование вторичных энергетических ресурсов*

32.3.1 В схемах технологических установок необходимо предусматривать рекуперацию и утилизацию вторичных источников теплоты (дымовых газов печей, выхлопных газов газомотокомпрессоров и газовых турбин, компримирования газа, вытяжного воздуха в системах вентиляции, горячего воздуха АВО и т.п.) при технической возможности и экономической целесообразности.

32.3.2 На стадии проектирования объектов следует определять реальных и потенциальных потребителей утилизируемой теплоты ДКЦ (объекты жилищно-бытового строительства, сельскохозяйственного производства и т. п.) и выполнять технико-экономические обоснования использования вторичных энергетических ресурсов внешними потребителями, расположенными вблизи объектов.

32.3.3 В проектах ДКЦ необходимо предусматривать использование вторичных топливно-энергетических ресурсов и теплоты отходящих продуктов технологических процессов для собственных нужд, сельскохозяйственных и других возможных внешних потребителей.

32.3.4 При размещении утилизационного теплообменника в выхлопном газоходе газотурбинного двигателя полное сопротивление выхлопного тракта не должно превышать сопротивления, допустимого по техническим условиям этого двигателя.

32.3.5 Утилизационные установки, предназначенные для теплоснабжения и горячего водоснабжения внешнего потребителя, следует проектировать индивидуально с учетом конкретных условий потребителей. Система теплоснабжения внешних потребителей должна быть независимой от системы теплоснабжения газодобывающего предприятия.

32.3.6 В проектах следует предусматривать мероприятия по обеспечению безотходного производства:

- дренаж пылеуловителей в закрытую систему;
- сбор и вывод масла, не подлежащего регенерации на КС, на центральную установку регенерации масел;
- охлаждение газа, масла, антифриза в АВО.

33 МЕХАНИЗАЦИЯ ТРУДОЕМКИХ РАБОТ

Общие требования

33.1 Проектирование объектов должно предусматривать максимальную механизацию трудоемких работ, имеющих место в процессе их эксплуатации. При этом следует руководствоваться правилами и положениями, изложенными в нормативных документах [16,44,140,141].

33.2 Механизация труда на объектах должна предусматривать:

- применение передвижных подъемно-транспортных средств – пневмоколесных и автомобильных кранов, автопогрузчиков, электропогрузчиков, башенных кранов, трайлеров и других подъемно-транспортных механизмов;
- механизацию монтажных и демонтажных работ по всему комплексу оборудования объектов;
- ремонтные площадки с въездом автотранспорта для монтажа и демонтажа оборудования, расположенного под навесом;
- компоновочные решения, позволяющие использование передвижных подъемно-транспортных средств

33.3 Стационарные подъемные средства рекомендуется применять для оборудования, устанавливаемого внутри помещений, либо в случае невозможности использовать передвижные средства.

33.4 При выборе самоходных средств механизации следует иметь в виду, что въезд их во взрывоопасные зоны допускается при оборудовании их соответствующими взрывозащитными устройствами

33.5 В местах пересечения проездов с трассами надземных трубопроводов расстояние от низа трубы до поверхности дороги должно быть не менее 5 м. В случаях применения кранов большей грузоподъемности (больше 25 т) эта высота должна быть увеличена, при этом высоту крана принимать в транспортном положении.

33.6 Технологические установки следует обустроить сетью для подключения электросварочного оборудования

33.7 Трудоемкие операции по складированию должны быть механизированы, а применение ручного труда сведено к минимуму.

Сыпучие грузы в упаковке, как правило, должны располагаться на поддонах

Механизация работ на установках по видам оборудования

33.8 *Компрессоры*

33.8.1 В компрессорных цехах, расположенных в закрытых зданиях или под навесом, следует применять передвижные мостовые или стационарные подвесные грузоподъемные средства соответствующего конструктивного исполнения в зависимости от класса взрывоопасной зоны, категории группы взрывоопасной смеси.

Мостовые краны применяются только при технико-экономическом обосновании.

33.8.2 Грузоподъемность крана должна быть рассчитана на массу наиболее тяжелого узла агрегата.

В случае применения малогабаритного компрессорного оборудования допускается принимать грузоподъемность крана по массе всего агрегата, включая электродвигатель.

33.8.3 Высота установки грузоподъемных средств должна быть обоснована требованиями [141] с учетом отметки пола, высоты узла компрессора, угла строповки, запаса высоты при перемещении груза над оборудованием, либо выступающими частями или сооружениями здания.

33.8.4 Во взрывоопасных компрессорных следует устанавливать взрывозащищенные электрические краны в соответствии с правилами [16] или ручные краны во взрывобезопасном исполнении из расчета – один ручной кран на каждые 30 м длины машинного зала компрессорной.

33.9 *Насосы*

33.9.1 В насосных, расположенных в закрытых зданиях или под навесом, следует применять передвижные или стационарные подвесные грузоподъемные средства, монорельсы, а также проезды для электропогрузчиков и тележек. Грузоподъемные устройства должны обеспечивать возможность погрузки насосов и отдельных узлов на передвижные транспортные средства.

Длину несущих балок подвесных кранов следует выбирать с учетом зоны монтажных-демонтажных работ в насосной.

33.9.2 При проектировании предусматривать выполнение монтажа, исключающего необходимость передвижения груза над оборудованием. При необходимости перемещения груза над оборудованием должно быть обосновано увеличение высоты здания, навеса или постамента.

33.10 *Колонные аппараты, реакторы, мешалки*

33.10.1 На колонных аппаратах целесообразно предусматривать поворотные краны-укосины и отводные блоки. Грузоподъемность и вылет принимать с учетом диаметра колонны, максимальной массы поднимаемого груза и размеров вспомогательных площадок. Укосина должна, как правило, обеспечивать подъем груза лебедкой непосредственно с нулевой отметки.

Выход из лифтов в помещение с производственной категорией А, Б должен производиться через тамбур-шлюз.

33.11 *Теплообменная аппаратура и аппараты воздушного охлаждения*

Все ремонтные работы на теплообменных кожухотрубчатых аппаратах и воздушного охлаждения должны производиться с помощью передвижных кранов и приспособлений для демонтажа-монтажа съемных частей (салазки, тележки и т.д.).

При невозможности использования передвижных средств (отсутствие шарниров на крышках и коробах) допускается механизация ремонтных работ на базе стационарно установленных средств для снятия крышек и распределительных коробок.

33.12 *Механизация при обслуживания светильников*

При высоте подвесных светильников более 4,5 м предусматривать специальные устройства для их обслуживания:

а) обслуживающие площадки на мостовых и подвесных кранах;

б) специальные передвижные устройства;

в) стационарные мостики (в обоснованных случаях).

33.13 *Оборудование, устанавливаемое на этажерках*

33.13.1 Для монтажа-демонтажа оборудования, устанавливаемого на этажерках, необходимо предусматривать подвесные краны грузоподъемностью, соответствующей максимальной массе монтируемой детали, или монорельсы, при расположении оборудования в линию, с возможностью передачи узлов к монтажному проему и обеспечению погрузки на автотранспорт.

Для монтажа-демонтажа узлов и оборудования с верхнего этажа необходимо применять передвижные крановые средства.

33.14 *Предохранительные клапаны и трубопроводная арматура*

33.14.1 Над всеми предохранительными клапанами, масса которых превышает 50 кг, необходимо устанавливать монорельсы или поворотные краны-укосины, либо предусматривать возможность использования передвижных грузоподъемных устройств.

33.14.2 Монтаж-демонтаж трубопроводной арматуры массой более 50 кг должен осуществляться средствами механизации. Внутри зданий, под навесами, под постаментами механизация демонтажно-монтажных работ по ремонту арматуры, как правило, должна решаться грузоподъемными средствами, предназначенными для ремонта оборудования.

Для арматуры, устанавливаемой вне зданий на открытых площадках, в зависимости от технических возможностей монтажа, предусматривать передвижные подъемно-транспортные средства.

33.14.3 Места установки тяжелой арматуры (масса узла более 50 кг) на трассах трубопроводов определять с учетом обеспечения механизации работ по их ремонту, монтажу и демонтажу.

Для механизации этих работ следует предусматривать использование соответствующих передвижных грузоподъемных механизмов и обеспечивать необходимые подъезды для них.

При невозможности использования передвижных механизмов могут применяться стационарные средства механизации типа монорельса.

33.15 *Печи*

Ремонтные работы на печах производить передвижными кранами и тракторными лебедками, для чего предусмотреть подъезды и свободное пространство для работы автокрана.

Стационарные средства механизации должны предусматриваться для съемки тяжелого оборудования или его частей (деталей).

33.16 *Оборудование резервуарных парков*

Для проведения ремонтных работ в резервуарных парках в зависимости от массы арматуры предусматривать передвижные подъемно-транспортные средства.

Трубопроводы должны быть проложены с учетом обеспечения монтажа-демонтажа арматуры передвижными подъемно-транспортными средствами.

Подъем на крышу резервуаров арматуры и клапанов массой более 50 кг и более осуществлять с помощью кранов-укосин, либо передвижных грузоподъемных механизмов.

34 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

34.1 Охрана окружающей среды должна обеспечиваться процедурой учета экологических требований законодательства Российской Федерации и всем комплексом технических решений проекта и отражаться в соответствующих частях и разделах.

Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации определяются в соответствии с положениями действующих нормативных документов [2, 3, 4, 143-145, 244, 245], а также Федерального закона Российской Федерации «Об экологической экспертизе» от 23.11.95 № 174-ФЗ (в редакции Федерального закона от 15.04.98 № 65-ФЗ), Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утвержденной Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372, Порядка проведения государственной экспертизы и утверждении градостроительной, предпроектной и проектной документации, утвержденной постановлением Правительства РФ от 27.12.00 № 1008.

34.2 В соответствии с действующими нормативно-методическими документами [2, 3, 142-145] в проектах, в рамках части «Охрана окружающей среды» в обязательном порядке должны быть предусмотрены разделы:

«Охрана атмосферного воздуха от загрязнения»;

«Охрана поверхностных и подземных вод от истощения и загрязнения»;

«Охрана и рациональное использование земельных ресурсов».

34 3 В части «Охраны атмосферного воздуха от загрязнения» должен учитываться существующий уровень загрязнения атмосферы – фон. Данные по фоновым концентрациям запрашиваются в территориальном органе Роскомгидромета или других организациях, имеющих соответствующие лицензии на ведение работ и предоставление данных.

В случае отсутствия данных по фоновым концентрациям учет существующих фоновых концентраций производится в соответствии с методикой [21].

34.4 В целях предотвращения загрязнения атмосферного воздуха в проектах обустройства МГДП, ГДП и СПХГ (в дальнейшем: «в проектах») следует предусматривать мероприятия, направленные на снижение выбросов загрязняющих веществ. Мероприятия

должны быть предусмотрены на нормальный режим работы и периоды плановых остановок оборудования.

В проектах должны быть разработаны мероприятия, направленные на снижение загрязнения воздушного бассейна на случай аварийной ситуации.

34.5 На случай неблагоприятных метеорологических условий проект должен содержать перечень мероприятий, разработанных согласно указаниям [146].

34.6 В проекте должен предусматриваться контроль на источниках выброса загрязняющих веществ в соответствии с руководством [147], а также, при необходимости, контроль на территории предприятия и в пределах санитарно-защитной зоны в соответствии с действующими нормативными документами.

Качество атмосферного воздуха должно отвечать требованиям [148, 149], воздуха рабочих помещений и рабочей зоны – требованиям [96].

34.7 В проектах должно быть представлено обоснование размеров предлагаемой санитарно-защитной зоны предприятия. Нормативная СЗЗ может быть принята в соответствии с нормами [246] и скорректирована с учетом требований [21].

34.8 В процессе проведения изыскательских работ при выборе места размещения площадочных объектов и трасс линейных коммуникаций в обязательном порядке следует соблюдать требования действующих общероссийских и региональных законодательных актов, нормативно-методических документов [10, 246-250] в отношении ограничений хозяйственной деятельности на территории размещения проектируемых объектов.

34.9 В целях предотвращения истощения водных объектов в проектах необходимо предусматривать следующие мероприятия.

- максимальное использование воздушного охлаждения газа, продуктов переработки газа и газового конденсата;
- применение огневого подогрева в процессах регенерации ингибитора гидратообразования и абсорбента;
- применение специальных затворных жидкостей для уплотнения сальников технологических насосов,
- использование систем оборотного водоснабжения для охлаждения сальников и подшипников насосов и воздушных компрессоров;
- использование системы оборотного водоснабжения для мойки автомобилей с устройством локальных очистных сооружений;
- повторное использование очищенных бытовых сточных вод и дождевого стока для поливо-моечных нужд;
- использование минерализованных вод вместо вод питьевого качества на производственные и противопожарные нужды,
- установку измерительных устройств для учета воды на вводах водопровода на промплощадки и в отдельные здания.

34.10 В целях предотвращения загрязнения водных объектов в проектах следует предусматривать:

- комплекс сооружений механической и химической очистки производственных сточных вод до показателей, позволяющих захоронение данных сточных вод в глубокие поглощающие горизонты земной коры в соответствии с действующими нормативными документами [150-152, 251];
- сооружения биологической очистки бытовых сточных вод до показателей, позволяющих сброс данных сточных вод в поверхностные водные объекты, с проведением расчета предельно допустимых сбросов [ПДС] в соответствии с действующими нормативными и методическими документами [153-160] или на рельеф (по согласованию с органами, уполномоченными в области охраны окружающей среды), а также захоронение в глубокие поглощающие горизонты земной коры.

В соответствии с местными условиями, при отсутствии возможности сброса очищенных бытовых сточных вод в водные объекты, в проектах следует предусматривать бессточные пруды-накопители (испарители), гидроизолированные и обвалованные, с системой наблюдательных скважин, пробуренных на грунтовые воды, а при необходимости, и на первые от поверхности напорные горизонты пресных вод [151,159]. Очищенные бытовые сточные воды из пруда-накопителя (испарителя) с учетом местных условий должны максимально использоваться на полив зеленых насаждений на территории предприятия или сельскохозяйственных культур [160, 161].

34.11 В целях предотвращения попадания загрязненного дождевого стока в поверхностные и подземные воды, в проекте следует предусмотреть сбор загрязненного дождевого стока с территорий обвалованных и отбортованных технологических площадок и резервуарных парков [7]. Кроме обваловки или отбортовки вышеуказанных площадок, следует предусмотреть покрытие из водо- и нефтестойких материалов.

После очистки дождевой сток и талые воды, в зависимости от местных условий, следует:

- направлять на повторное использование для поливо-моечных нужд,
- сбрасывать в поверхностные водные объекты (или на рельеф) совместно с очищенными бытовыми сточными водами;
- захоронять в глубокие поглощающие горизонты совместно с очищенными бытовыми и производственными сточными водами.

34.12 При пересечении водотоков трассами линейных коммуникаций, проектировании водозаборов поверхностных вод и гидронамывных карьеров проект должен содержать выполненный специализированной организацией рыбохозяйственный раздел, включающий расчет ущерба рыбному хозяйству при реализации намечаемой деятельности [162].

34.13 Проекты должны содержать предложения по предотвращению аварийных сбросов сточных вод и технологических продуктов.

34.14 В проектах следует предусматривать регулярный контроль за количеством и составом сточных вод, а также природных водных объектов на территории месторождения.

Для контроля за количеством сточных вод в проектах следует предусматривать установку измерительных устройств в насосных станциях по закачке сточных вод в пласт и насосных станциях по сбросу сточных вод в водные объекты (или на рельеф).

Перечень контролируемых показателей точки отбора проб следует определять в соответствии с действующими нормативными и методическими документами [156,157,163-166, 251].

Контроль за химическим составом сточных и природных вод следует вести в соответствии с действующими нормативными документами [167, 168].

34.15 Для рационального использования и охраны земельных ресурсов при размещении объектов МГДП, ГДП и СПХГ перед началом проектирования необходимы следующие материалы о существующем состоянии территории предполагаемого размещения объекта:

- характер хозяйственного использования земель (сельскохозяйственное, лесохозяйственное, рекреационное, заповедное и т. п.);
- распределение земель по категориям и землепользователям;
- наличие, размеры и местоположение нарушенных, деградированных или бросовых земель,
- почвенно-растительные условия осваиваемой территории.

34.16 На основании информации о территории размещения объекта в проектах необходимо предусматривать:

- размещение объектов на наименее ценных в сельскохозяйственном и лесохозяйственном отношении территориях;
- для уменьшения зоны негативного воздействия все строительно-монтажные работы проводятся строго в пределах отводимых земельных участков;
- экологическую маркировку с целью обозначения на местности особо охраняемых территорий (заповедники, заказники, памятники природы, историко-культурного наследия и т д.) и разработки мероприятий по их сохранности;
- для сокращения площадей, занимаемых под строительство необходимо. увеличение коэффициента застройки территорий, применение однотрубной системы сбора и транспорта нефти, газа и пластовой воды, группирование скважин в кусты (по возможности) и проведение наклонного бурения, прокладывание промысловых коммуникаций одного назначения, идущих параллельно, в одной траншее;

- для предотвращения процессов подтопления и болотообразования необходимы мероприятия по сохранению системы естественного стока;
- для предотвращения загрязнения почвенного покрова бытовыми отходами необходим их организованный сбор и последующая утилизация, а также организованная локализация бытовых и производственных сточных вод после очистки их в системе очистных сооружений.

34.17 Для восстановления нарушенных в процессе строительства земельных участков необходимо предусматривать комплекс работ в соответствии с нормативными документами [169-176, 252, 253]. Рекультивации подлежат земли всех категорий. Мероприятия по рекультивации проводятся в зависимости от природно-климатических условий района строительства, хозяйственной освоенности территории и рельефа местности.

В комплекс рекультивационных работ входят:

- техническая рекультивация;
- специальная инженерная рекультивация;
- биологическая рекультивация.

34.18 В проектах следует предусматривать почвенно-экологический контроль, проводимый в соответствии с [254, 255 и 256]. Контроль загрязнения почв химическими веществами осуществляется путем сопоставления уровня содержания этих веществ с ПДК, а контроль деградации собственно почвенных свойств осуществляется сравнением с показателями фоновых (неизменных) условий.

34.19 В соответствии с действующими нормативно-методическими документами [2-4, 143-145] в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по охране почв от отходов производства и потребления.

Для каждого вида образующегося отхода должны быть приведены состав, класс опасности [177-179], количество [122, 180, 181], способы сбора отходов [177, 178,182-184], их размещения [159, 177, 178, 182-184], обезвреживания и использования (утилизации).

В проектах следует предусматривать в максимально возможном объеме мероприятия по переработке образующихся отходов с целью получения из них полезной продукции [160, 161].

34.20 В проектах необходимо предусматривать производственный экологический мониторинг на период строительства и эксплуатации [145, 247], включающий:

- мониторинг источников техногенного воздействия;
- мониторинг состояния компонентов природной среды;
- инженерно-геокриологический мониторинг (для криолитозоны)

35 ОХРАНА ТРУДА

35.1 *Охрана труда и техника безопасности*

35.1.1 В соответствии с действующим нормативным документом [258] и Порядком проведения государственной экспертизы и утверждении градостроительной, предпроектной и проектной документации, утвержденной постановлением Правительства РФ от 27.12.00 № 1008, в проектной документации объектов МГДП, ГДП и СПХГ (в дальнейшем «объектов») должен быть предусмотрен раздел «Охрана труда». В части безопасности производств, охраны труда и промышленной санитарии, в соответствии со статьями 16 и 17 Основ законодательства РФ об охране труда, следует предусматривать.

- внедрение систем автоматического и дистанционного управления производственным оборудованием и регулирования технологическими процессами на взрывоопасных и вредных производствах в соответствии с требованиями государственных стандартов [185-187];
- выполнение на стадии проектирования акустического расчета предприятия с определением ожидаемых уровней шума на постоянных рабочих местах, в рабочих зонах производственных помещений и на территории предприятий выше предельных значений установленных санитарными нормами [259];
- выполнение на стадии проектирования расчетов ожидаемых уровней всех возможных производственных факторов и на стадии проектирования разрабатывать мероприятия по снижению воздействия их в соответствии с требованиями [179, 187, 188, 260];
- внедрение систем автоматического контроля и сигнализации уровней опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах в соответствии с требованиями [96, 189-196],
- внедрение и совершенствование технических устройств, обеспечивающих защиту работников от поражения электрическим током в соответствии с требованиями [16, 196-203];
- установку предохранительных и сигнализирующих устройств для безопасной эксплуатации и аварийной защиты производственного оборудования в соответствии с требованиями [204, 205];
- механизацию и автоматизацию технологических процессов, связанных с хранением, перемещением, заполнением и опорожнением резервуаров (сосудов) ядовитыми, агрессивными, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями в соответствии с требованиями [179,206-210];
- применение новых и совершенствование имеющихся средств коллективной и индивидуальной защиты работников от воздействия опасных и вредных производственных факторов в соответствии с требованиями [195, 211, 212, 260];
- устройство новых и реконструкцию имеющихся отопительных и вентиляционных систем, тепловых и воздушных завес, аспирационных и пылегазоулавливающих уста-

новок с целью обеспечения нормального теплового режима и микроклимата в рабочих и обслуживающих зонах помещений в соответствии с требованиями [96, 125];

- соблюдение необходимого уровня естественного и искусственного освещения на рабочих местах, в цехах, бытовых помещениях, местах массового перехода людей на территории объектов в соответствии с требованиями норм [112, 260, 261],
- планировку (перепланировку) размещения производственного оборудования, организацию рабочих мест с целью обеспечения безопасности работников в соответствии с требованиями [185];
- нанесение на производственное оборудование, коммуникации и другие объекты сигнальных цветов и знаков безопасности в соответствии с требованиями [213- 215];
- своевременное удаление и обезвреживание отходов производства, очистку воздуховодов и вентиляционных установок, осветительной арматуры, окон, фрамуг, световых фонарей в соответствии с требованиями [112];
- приведение зданий (производственных, административных, общественных, складских), сооружений, строительных и промышленных площадок (при реконструкции и техническом перевооружении) к нормам в соответствии с требованиями [17, 131, 216-218];
- устройство на действующих объектах новых и реконструкцию имеющихся санитарно-бытовых помещений, мест организации отдыха, комнат психологической разгрузки, уголков по охране труда и техники безопасности, а также укрытий от солнечных лучей и атмосферных осадков при работах на открытом воздухе в соответствии с требованиями [17].

35.1.2 Для МГДП, ГДП и СПХГ следует предусматривать газоспасательную службу. Необходимость, структура и численность ГСС должны указываться в задании на проектирование.

35.1.3 Конструкция технологического оборудования для взрывоопасных и вредных веществ должна обеспечивать его герметичность. Требования к насосам, перекачивающим вредные вещества 1, 2 и 3 классов опасности, ЛВЖ и СГ изложены в разделе 9 (п.п. 9.6.1-9.6.5) настоящих норм

35.1.4 На установках, имеющих кислоты, щелочи и другие вещества, требующие немедленного смыва, необходимо устанавливать душевые или фонтанчики.

35.1.5 Снижение опасности производства при аварийных ситуациях следует осуществлять в соответствии с рекомендациями разделов 36 и 37 настоящих норм

36 НАДЕЖНОСТЬ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ МГДП, ГДП И СПХГ

36.1 В соответствии с Концепцией [219], Положением [220] и Порядком проведения государственной экспертизы и утверждении градостроительной, предпроектной и

проектной документации, утвержденной постановлением Правительства РФ от 27.12.00 № 1008 проекты обустройства МГДП, ГДП и СПХГ должны включать в свой состав раздел «Анализ безопасности производственных процессов и оценка риска аварий при эксплуатации объектов».

Этот раздел должен включать:

- оценку опасности имеющихся на производстве сырья, реагентов, катализаторов, промежуточных и целевых продуктов, отходов производства;
- оценку опасности производственных операций, проводящихся в процессе эксплуатации, при подготовке и проведении ремонтных работ;
- анализ аварийных ситуаций, возможных на производстве по причине прекращения снабжения его различного вида энергоресурсами (электроэнергией, водой, теплоносителями, воздухом КИП и А и т.д.), отклонений от нормальных технологических режимов, выхода из строя отдельных видов оборудования, сбоев или отказов в работе систем автоматической защиты (блокировок) организационных и человеческих ошибок, воздействия сил природы (стихийных бедствий) и др.;
- анализ возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций;
- анализ возможных последствий пожара, взрыва и выбросов продуктов на эксплуатационный персонал и население близлежащей местности, на окружающую природную среду и для всего предприятия в целом;
- оценку вероятностей различных аварийных сценариев;
- оценку возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии,
- оценку величины возможного ущерба физическим и юридическим лицам в случае аварии;
- оценку компоновки генплана и размещения оборудования с точки зрения пожаровзрывобезопасности;
- оценку надежности систем энергообеспечения, защиты аппаратов, оборудования и трубопроводов от повышения давления, систем обнаружения токсичных и горючих веществ, защиты и борьбы с пожарами.

36.2 При проведении анализа возможности возникновения аварийных ситуаций и оценки возможных масштабов аварийных последствий следует руководствоваться методическими рекомендациями [221]. В качестве дополнительных нормативов и методических материалов следует использовать методики и правила [222-223].

36.3 По результатам анализа безопасности технологического процесса и оценки эксплуатационного риска должны быть разработаны технические решения и мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации объектов путем предотвращения, уменьшения или защиты от факторов риска, а также на сведение к минимуму последствий материального ущерба от аварий.

36.4 Проекты обустройства МГДП, ГДП и СПХГ должны включать в свой состав декларацию безопасности промышленного объекта. Порядок разработки декларации безопасности и требования к ее структурным элементам должны соответствовать Положению [224].

Раздел проекта «Анализ безопасности и оценки аварийного риска при эксплуатации объекта» должен входить в состав декларации безопасности в качестве составной части.

37 ТРЕБОВАНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

37.1 Вопросы обеспечения противопожарной защиты объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа должны решаться в соответствии с требованиями нормативных документов в области пожарной безопасности.

37.2 Проектами МГДП, ГДП и СПХГ (далее – предприятий) в соответствии с нормативными документами [8-10, 12-14, 16-18, 23, 32,71, 95, 107, 111, 115, 116, 119, 131, 225, 230, 263] необходимо предусматривать осуществление комплекса технических и организационных мероприятий для предотвращения и ликвидации пожаров с организацией специальной службы – пожарной охраны, соответствующей требованиям норм [3, 230, 241].

37.3 Генеральные планы предприятий должны соответствовать нормам [13, 16, 18, 49, 108, 225, 229], регламентирующим противопожарные разрывы между зданиями, сооружениями и технологическими установками, а также устройство подъездов и разъездов для пожарной техники.

37.4 Обеспечение зданий и сооружений системами внутреннего и наружного пожаротушения необходимо принимать в соответствии с нормами [10, 130, 119].

37.5 Противопожарная защита открытых технологических аппаратов, установок, колонн, агрегатов, блоков должна осуществляться в соответствии с нормами [49].

37.6 Пожарное депо (при его необходимости) проектируется одно на группу предприятий, расположенных от него на расстоянии, считая по протяженности автодорог с твердым покрытием, в общем случае - до 12 км, при наличии в газе сернистых соединений - не более 4 км.

При этом на предприятиях, которые не подпадают под действие норм [230], следует предусматривать пожарные посты.

37.7 Объекты предприятий подлежат оборудованию автоматическими системами обнаружения и тушения пожара в соответствии с отраслевым Перечнем [8] и нормами [115, 121].

37.8 Система оповещения людей о пожаре, состоящая из громкоговорящей связи, световой и звуковой сигнализации, должна предусматриваться в соответствии с нормами [108, 116].

37.9 Первичные средства пожаротушения должны предусматриваться проектной документацией независимо от источников финансирования этих средств.

37.10 Пожарные депо или пожарные посты ГДП и СПХГ должны быть соединены прямой телефонной связью с коммутатором телефонной станции ГДП и СПХГ.

Между пунктами связи пожарного депо и пожарными машинами необходима радиосвязь.

37.11 Помимо, изложенных в данном разделе, общих положений необходимо руководствоваться также специализированными требованиями, приведенными в других разделах и соответствующих ссылочных документах настоящих норм.

38 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

38.1 Основными технико-экономическими показателями в проектах обустройства газовых, газоконденсатных месторождений и создания СПХГ являются:

- годовой отбор газа и газового конденсата по МГДП, ГДП или активная емкость ПХГ,
- максимальная суточная производительность ПХГ;
- капиталовложения;
- себестоимость добычи или закачки, хранения и отбора газа;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- внутренняя норма доходности,
- срок окупаемости капитальных вложений.

Основные технико-экономические показатели обустройства МГДП и ГДП приведены в приложении К, а ПХГ в приложении Л.

Технико-экономические показатели необходимо определять за весь срок эксплуатации МГДП, ГДП или ПХГ.

38.11 Исходными данными для расчета экономических показателей по обустройству газового месторождения являются:

- промышленные запасы газа и газового конденсата месторождения по категориям А+В+С1 и С2;
- компонентный состав газа и газового конденсата, коэффициент извлечения запасов,
- начальные давления – пластовое, устьевое и динамика их изменения по годам;
- объем добычи газа и газового конденсата по годам разработки;
- выход готовых продуктов (газ, стабильный конденсат, сжиженные газы, бензин, дизтопливо, печное топливо и т.п.);

- направление подачи газа: наименование магистрального газопровода, в который будет подаваться газ, диаметр труб и рабочее давление в газопроводе;
- направление и способ транспортировки газового конденсата – трубопроводный в емкостях по авто- и железным дорогам, в танкерах (речных или морских);
- диаметр труб и рабочее давление в конденсатопроводе;
- источники энерго- и водоснабжения;
- состав основных объектов газодобывающего предприятия. число скважин, кустов скважин, установок подготовки газа, УСК, УКТ, ДКС и других объектов, связанных с особенностями обустройства месторождения и составом газа, тип машин и оборудования, их мощность с указанием сроков ввода;
- основные особенности месторождения и его обустройства, влияющие на технико-экономические показатели газодобывающего предприятия, территориально-климатические и геологические условия, состав газа и газового конденсата, конструктивный тип оборудования (в модульном, блочно-комплектном, индивидуальном исполнении);
- цены реализации продукции, налоги.

38.1.2 *Исходными данными для расчетов экономических показателей по обустройству* СПХГ являются:

- объем активного газа;
- объем закачиваемого буферного газа;
- объем извлекаемого остаточного газа залежи, переводимого в буферный газ,
- количество эксплуатационных скважин, в том числе вновь вводимых, наблюдательных, контрольных и поглотительных;
- количество газораспределительных пунктов;
- количество и тип машин на компрессорной станции;
- стоимость существующих фондов, подлежащих использованию на ПХГ,
- параметры газораспределительных и соединительных газопроводов,
- максимальная суточная производительность по отбору и закачке газа;
- тариф за хранение газа, налоги.

38.2 *Капиталовложения*

38.2.1 Капитальные вложения в создание МГДП, ГДП и СПХГ складываются из затрат на промышленное и жилищно-гражданское строительство.

Затраты на промышленное и жилищно-гражданское строительство включают затраты на бурение эксплуатационных скважин и обустройство газодобывающего предприятия с учетом вложений в производственную инфраструктуру района.

38.2.2 Затраты на бурение скважин рассчитываются, исходя из метража и стоимости 1 м проходки в зависимости от глубины скважин, местных условий и технологии бурения.

38.2.3 Капитальные вложения в обустройство МГДП, ГДП и СПХГ складываются из затрат на обвязку скважин, трубопроводов, технологических установок, ДКС, объектов водоэнергоснабжения, а также затрат на строительство внутрипромысловых дорог.

38.2.4 К затратам на инфраструктуру района относятся: автомобильные и железные дороги республиканского и общерайонного значения, перевалочные базы, речные порты, аэродромы и т.п.

38.2.5 Капитальные вложения в обустройство объектов МГДП, ГДП и СПХГ определяются сметно-финансовым расчетом стоимости строительства объектов согласно методических указаний [233].

38.2.6 Капитальные вложения в добычу отдельных компонентов (газ, газовый конденсат) распределяются в соответствии с методикой [234].

38.2.7 Удельные капиталовложения в создание МГДП или ГДП рассчитываются на 1 000 м^3 годовой добычи газа и тонны газового конденсата.

38.2.8 Себестоимость закачиваемого буферного газа принимается по единой оптовой цене, действующей на время создания ПХГ.

Цена оставшегося в месторождении определенного количества газа (Си), который можно извлечь и использовать в качестве буферного, производится по формуле:

$$Си = Q (Цр - Э + З),$$

где Q – извлекаемые остаточные запасы газа;

Цр – цена реализации 1 000 м^3 газа для данного газодобывающего района;

Э – текущие эксплуатационные затраты на добычу 1 000 м^3 газа на данном месторождении;

З – возмещение затрат на 1 000 м^3 газа на поисково-разведочные работы.

38.3 *Себестоимость добычи газа*

38.3.1 Для расчета себестоимости добычи газа определяется общая сумма годовых эксплуатационных расходов МГДП, ГДП или СПХГ.

38.3.2 Расчет годовых эксплуатационных расходов производится в соответствии с рекомендациями [235].

38.3.3 В структуре себестоимости добычи газа выделяют материальные затраты, амортизационные отчисления, заработную плату и прочие расходы, платежи за право пользования недрами, платежи за предельно-допустимые выбросы загрязняющих веществ, налоги, включаемые в себестоимость.

38.3.4 Материальные затраты определяются по нормам технологического проектирования и ценам на материалы и энергию по действующим в период выполнения расчетов прейскурантам

38.3.5 Амортизационные отчисления рассчитываются по нормам, действующим в период выполнения расчетов.

38.3.6 Расходы на заработную плату определяются на основании штатных расписаний и среднегодовой заработной платы с учетом районных надбавок (коэффициентов) к заработной плате.

38.3.7 Прочие эксплуатационные расходы, в которых учитываются затраты на содержание, ремонт и эксплуатацию оборудования, общепромысловые расходы принимаются укрупненно в размере 10-30 % для МГДП или ГДП и 10-20 % для ПХГ от затрат по пунктам 38.3.4, 38.3.5 и 38.3.6.

38.3 8 Распределение годовых эксплуатационных расходов на добычу отдельных продуктов (газ, газовый конденсат) производится в соответствии с п. 38.2.6.

38.3.9 Платежи за право пользования недрами определяются по ставкам платежей за право пользования недрами [236].

38.3.10 Платежи за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ определяются согласно нормам [237].

38.3.11 Платежи за пользование водными объектами производятся согласно [238].

38.3.12 Себестоимость добычи газа и газового конденсата рассчитывается на 1 000 м^3 добываемого газа и 1 т газового конденсата.

38.3.13 Методика расчета себестоимости закачки, хранения и отбора 1 000 м^3 активного газа на ПХГ аналогична пп. 38.5.1-38.5.7.

Примечание. Схема расчета эксплуатационных расходов и себестоимости продукции промысла и ПХГ приведена в приложении М.

38.4 *Экономическая эффективность капитальных вложений*

38.4.1 Эффективность капитальных вложений определяется сопоставлением эффекта и затрат. Для этого, в соответствии с рекомендациями [239], рассчитываются величины сравнительной и коммерческой эффективности.

38 4.2 Сравнительная эффективность различных вариантов обустройства определяется:

- при выборе технологической схемы обустройства газового, газоконденсатного месторождения и ПХГ;
- при обосновании эффективности сооружения газосборных трубопроводов и газосборных коллекторов;
- при определении оптимальных размеров установок подготовки газа, УСК и УПК;
- при выборе типа привода газоперекачивающих агрегатов на ДКС и в других случаях.

38.4.3 Сравнительная эффективность капитальных вложений определяется в зависимости от наличия исходных данных по суммарным дисконтированным затратам.

38.4.4 Суммарные дисконтированные затраты по каждому варианту представляют собой сумму текущих затрат (себестоимость без амортизации) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности.

38.4.5 Расчеты экономической эффективности на стадии проектирования должны базироваться на данных по объему продукции, капитальным вложениям, себестоимости и другим показателям за весь период разработки месторождения.

38.4.6 Основными показателями коммерческой эффективности инвестиций в создании предприятия являются:

- чистая прибыль;
- поток реальных денег,
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности (ВНД),
- срок окупаемости.

38.4.7 Чистая прибыль определяется как общий доход (выручка), полученная в каждом временном отрезке деятельности предприятия за вычетом всех платежей, связанных с ее получением. Амортизация на реновацию рассматривается как финансовый ресурс окупаемости капитальных вложений

38.4.8 Поток реальных денег состоит из сопоставления за весь период эксплуатации чистой прибыли и инвестиционных расходов. Инвестиционные расходы включаются в денежный поток с отрицательным знаком. Инвестиционные расходы включают в себя капитальные вложения и потребность в оборотном капитале.

38.4.9 Чистый дисконтированный доход представляет собой дисконтированный накопленный денежный поток при фиксированной дисконтной ставке. Условием для принятия решения об эффективности инвестиций является максимальное положительное значение чистого дисконтированного дохода.

38.4.10 Внутренняя норма доходности – это минимально-допустимый размер прибыли, который должен получить инвестор с каждого рубля капиталовложений.

38.4.11 Срок окупаемости капитальных вложений определяется продолжительностью периода от начального момента до момента окупаемости. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде: после которого текущий чистый доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования [239] с начала инвестиций или с начала эксплуатации.

38.4.12 Индекс доходности инвестиций – отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Индекс доходности дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности.

38 5 *Сравнение основных технико-экономических показателей с показателями аналогичного объекта*

38.5.1 Сравнение производится с показателями, определенными в составе обоснования инвестиций данного проекта и/или показателями аналогичного объекта. Основные показатели для сравнения ГДП и МГДП приведены в таблице 38.1.

Таблица 38.1

Показатели	Данные по проектируемому ГДП и МГДП	Данные, определенные в составе обоснования инвестиций	Данные по аналогу
Производительность МГДП или ГДП, добываемого газа млрд м^3/год			
Удельные показатели:			
Капиталовложения в обустройство МГДП или ГДП (К) на 1 000 м^3 газа, руб. *)			
Себестоимость добычи (С) 1 000 м^3 газа руб **)			
Суммарные дисконтированные затраты, тыс. руб			
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб			
Внутренняя норма доходности, %			
Производительность (выработка в год на одного работающего) по добыче газа, млн м^3			
Энергоемкость, кВт ч/1 000 м^3			
Примечания *) Без бурения скважин **) Без учета возмещения затрат на ГРР			

38.5.2 Основные показатели для сравнения подземных хранилищ приведены в таблице 38.2.

Таблица 38.2

Показатели	Данные по проектируемому ПХГ	Данные, определенные в составе обоснования инвестиций	Данные по аналогу
Общий объем хранилища, млн м^3			
Объем активного газа, млн м^3			
Буферный газ, млн м^3, в т ч подлежащий закачке, млн м^3			
Максимально-суточный отбор, млн м^3/сут			
Максимально-суточная закачка, млн м^3/сут			
Удельные показатели			
Капиталовложения (К) на 1 000 м^3 газа, руб			
Себестоимость (С) 1 000 м^3 газа, руб			
Чистый дисконтированный доход, тыс руб			
Внутренняя норма доходности, %			
Производительность (выработка в год на одного работающего) по добыче газа, млн м^3			
Энергоемкость, кВт.ч/1 000 м^3			

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВО – аппарат воздушного охлаждения
АОГВ – аппарат отопительный горячего водоснабжения
ВНД – внутренняя норма доходности
ВОЛС – волокнистооптическая линия связи
ГДП – газодобывающее предприятие
ГГ – горючий газ
ГЖ – горючая жидкость
ГИС – газоизмерительная станция
ГПА – газоперекачивающий агрегат
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГРП – газораспределительный пункт
ГПС – государственная противопожарная служба
ГРР – геолого-разведочные работы
ГС – головные сооружения
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ГСП – газосборный пункт
ГТЭС – газотурбинная электростанция
ДВК – довзрывоопасная концентрация
ДП – дирекция промысла
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДКЦ – дожимной компрессорный цех
ДЭА – диэтаноламин
ДЭГ – диэтиленгликоль
ДЭС – дизельная электростанция
ЕСГ – единая система газоснабжения
ИД – индекс доходности
КВ – коротковолновая радиосвязь
КИП – контрольно-измерительные приборы
КиА – средства контроля и автоматики
КС – компрессорная станция
КСВ – компрессорная сжатого воздуха
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость
МГ – магистральный газопровод
МГДП – маломощное газодобывающее предприятие
МККТТ – международный консультативный комитет по телефонии и телеграфии
МДЭА – метилдиэтаноламин
МЭА – моноэтаноламин
НГК – нестабильный газовый конденсат
НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени

НПБ	– нормы пожарной безопасности
НТА	– низкотемпературная абсорбция
НТС	– низкотемпературная сепарация (газа)
ОПС	– оперативно-производственная служба
ПБФ	– пропан-бутановые фракции
ПДВ	– предельно-допустимые выбросы
ПДК	– предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, воздухе населенных пунктов, воде, почве
ПДС(упр)	– производственно-диспетчерская служба
ПО	– производственное объединение
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
РВБ	– ремонтно-восстановительная бригада
РУ	– распредустройство
СЗЗ	– санитарно-защитная зона
СМР	– строительно-монтажные работы
СПХГ	– станция подземного хранения газа
ССБТ	– сборник стандартов по безопасности труда
СТПБТ	– стандарты предприятий по безопасности труда
СУГ	– сжиженные углеводородные газы
ТП	– трансформаторная подстанция
ТЭГ	– триэтиленгликоль
ТЭР	– топливно-энергетические ресурсы
УКЗН	– установка катодной защиты низковольтная
УКВ	– ультракоротковолновая радиосвязь
УКТ	– установка концевая трапная
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа
УПТГ	– установка подготовки топливного газа
УОХГ	– установка охлаждения газа
УПГ	– установка подготовки газа
УПК	– установка переработки конденсата
УППГ	– установка предварительной подготовки газа
УПТПГ	– установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа
УПС	– установка получения серы
УСК	– установка стабилизации газового конденсата
УСО	– установка сероочистки
ХВО	– химическая водоочистка
ЧДД	– чистый дисконтированный доход
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов

ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное)

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБУСТРОЙСТВА МГДП И ГДП

1 Исходные данные должны включать в свой состав:

- краткую геологическую характеристику месторождения, общие сведения о месторождении, коллекторные свойства, мощность продуктивных горизонтов, глубину залегания, интервалы перфорации;
- запасы газа, газового конденсата и других сопутствующих компонентов месторождения, утвержденные государственной комиссией РФ по запасам;
- для малых месторождений считать подготовленными к промышленному освоению запасы газа, утвержденные территориальной комиссией по запасам (ГКЗ);
- состав пластового газа в % (об.) до $C_{10+в}$ по годам разработки с указанием фактических условий отбора проб на анализ и с разбивкой на состав газа сепарации, газа дегазации и стабильного газового конденсата с данными молекулярного веса;
- графики:

  а) изменения устьевой температуры газа при выводе скважины на режим;

  б) восстановления статического давления газа при отключении скважины,
- количество (по годам разработки) (г/м^3) и характеристику выносимой из скважин пластовой и конденсационной воды (наличие солей, их состав, жесткость, плотность, агрессивность);
- вид, количество (мг/м^3) и крупность твердых частиц, выносимых с газом при нормальном и форсированном режимах эксплуатации скважин;
- изотермы конденсации в пластовом газе (в виде графика);
- пластовые потери газового конденсата по годам разработки;
- характеристику газового конденсата с учетом наличия парафинов, разгонки с разбивкой на фракции, усадку, вязкость (2-3 точки при положительной и 2-3 точки при отрицательной температуре в диапазоне параметров технологического процесса), температуру помутнения и застывания, содержание сернистых соединений и групповой состав углеводородов, рекомендации по их возможному использованию;
- годовые отборы газа и динамику изменения конденсатного фактора из месторождения на периоды возрастающей, постоянной и падающей добычи;
- суммарные отборы газа и газового конденсата как среднесуточные, так и максимально возможные в сутки;
- свободные дебиты скважин;
- рабочие дебиты скважин – усредненные и максимально возможные по годам разработки, необходимость интенсификации;

- пластовые и устьевые давления (динамические и статические) и температуры газа по годам разработки;
- число и схему расположения скважин на структуре очередности ввода их в эксплуатацию;
- диаметры эксплуатационных и лифтовых колонн, типы подземного оборудования и фонтанной арматуры;
- данные о состоянии водоемов, атмосферного воздуха и почвы;
- разрешение на водоиспользование (выданное территориальным органом по регулированию использования вод);
- сроки ввода дожимной КС;
- перечень требований к продукции УПГ (качество, давление, температура);
- условия транспортирования продукции УПГ.

Примечание В случае многопластового месторождения исходные геологические данные выдаются по каждому пласту.

2 Исходные данные должны содержать раздел, касающийся закачки производственных сточных вод в поглощающие горизонты. В разделе приводятся данные по закачке загрязненных сточных вод в поглощающий (продуктивный) горизонт:

- место расположения скважины;
- удельная и общая приемистость скважины;
- гидродинамическая характеристика водоносных горизонтов;
- совместимость сточных вод с коллектором;
- требования к сбрасываемым производственным сточным водам и необходимость их подготовки

3 Возможность закачки производственных сточных вод в поглощающие горизонты согласуется с органами надзора за использованием недр, охраны природы и санитарного надзора.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное)

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБУСТРОЙСТВА ПХГ

1 Исходные данные должны включать в свой состав:

- краткую геологическую характеристику объектов ПХГ, общие сведения об объекте, коллекторские свойства, мощность продуктивных горизонтов, глубину залегания, интервалы перфорации, устойчивость пласта-коллектора, характеристику покрышки над объектом хранения газа. Для газохранилищ, создаваемых в водоносных структурах, необходи-

мо освещать вопросы, связанные с опытной закачкой газа, гидродинамическими исследованиями, промышленной закачкой газа до выхода на циклическую эксплуатацию,

- общий и активный объемы газа хранилища. В случае создания ПХГ в истощенных месторождениях – остаточные запасы газа, газового конденсата, нефти и других сопутствующих компонентов, извлекаемые и неизвлекаемые запасы;
- состав газа закачки остаточного и отбираемого в динамике (по годам эксплуатации ПХГ и в течение одного периода при значительном изменении состава отбираемого газа);
- изотермы конденсации для газа в пластовых условиях (в виде графика),
- характеристику газового конденсата (нефти). разгонка с разбивкой на фракции, усадка, вязкость (2-3 точки при положительной и 2-3 точки при отрицательной температурах) и рекомендации по возможному использованию,
- месячные и суточные объемы закачки и отбора газа;
- средние и максимальные объемы закачки и отбора газа в сутки;
- приемистость скважин при закачке и их дебиты при отборе;
- пластовые и устьевые давления и температуры газа при закачке и отборе по месяцам,
- количество (по месяцам) и характеристику выносимой из скважин пластовой и конденсационной воды (наличие солей, их состав, жесткость, плотность, агрессивность),
- вид, количество (мг/м^3) и крупность твердых частиц, выносимых с газом из скважин,
- число и схему расположения скважин (эксплуатационных, наблюдательных и др.) на структуре и порядок подготовки их к закачке;
- диаметры эксплуатационных и лифтовых колонн, конструкцию скважин, компоновку применяемого скважинного оборудования;
- перечень требований к продукции УПГ (качество, давление, температура);
- условия транспортирования продукции УПГ.

Примечание. В случае многопластового объекта ПХГ исходные данные выдаются по каждому объекту.

2 Исходные данные должны содержать раздел, касающийся закачки производственных сточных вод в поглощающие горизонты. В разделе приводятся данные по закачке загрязненных сточных вод в поглощающий (продуктивный) горизонт:

- количество и схема расположения скважины;
- удельная и общая приемистость скважины,
- гидродинамическая характеристика водоносных горизонтов;
- совместимость сточных вод с коллектором;
- требования к сбрасываемым производственным сточным водам и необходимость их подготовки.

3 Возможность закачки промстоков в поглощающие горизонты согласуется с органами надзора за использованием недр, охраны природы и санитарного надзора.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

РЯД МОЩНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

| Среднесуточная производительность установки, млн м³/сут | | Децентрализованная система сбора и обработки газа | | | | | | | | | | | | | | | | Централизованная система сбора и обработки газа | | | | | | | | | | | | | | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Г (рекомендуемое)

РЯД МОЩНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА СПХГ

Максимальная суточная производительность установки	Установки подготовки газа на ГРП (первичная сепарация газа)			Установки подготовки газа на КС (НТС, абсорбционная осушка газа)		
	количество технологических линий (модулей) в установках и их единичная производительность					
Q млн м³/сут	Q=3 млн м³/сут	Q=5 млн м³/сут	Q=10 млн м³/сут	Q=3 млн м³/сут	Q=5 млн м³/сут	Q=10 млн м³/сут
1						
2						
3	1					
4	2	1				
5	2	1				
6	2	2		2		
7	3	2		3		
8	3	2		3		
9	3	2		3		
10		2			2	
11		3			3	
12		3			3	
13		3			3	
14		3			3	
15		3			3	
16		4	2		4	2
17		4	2		4	2
18		4	2		4	2
19		4	2		4	2
20		4	2		4	2
21÷25		5	3		5	3
26÷30			3			3
31÷35						4
36÷40						4
41÷45						5
46÷50						5

ПРИЛОЖЕНИЕ Д (рекомендуемое)

РЯД МОЩНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА МАЛОМОЩНЫХ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (МГДП)

Производительность установок, тыс $м^3$/сут	Количество рабочих технологических линий (модулей) в установке и их номинальная единичная производительность, тыс. $м^3$/сут				Способ обработки газа
	Q=30	Q=100	Q=300	Q=800	
30	1				Низко-
100	3	1			температурная
300		3	1		сепарация
800			3	1	газа (НТС)
Примечание. Внутренний резерв оборудования модулей должен быть не менее 50 %					

ТИПОВЫЕ ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ГДП

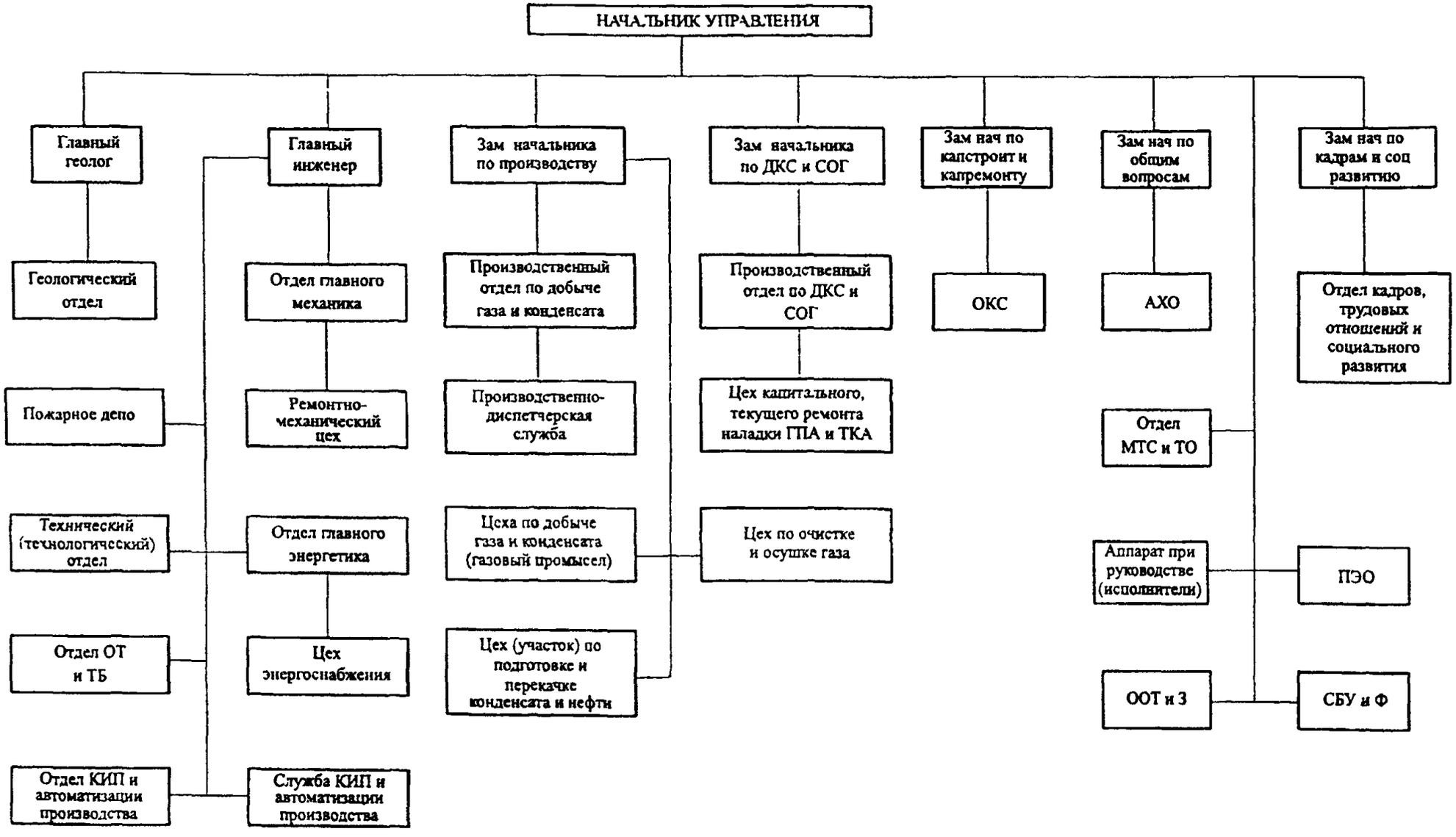


Рис. Е 1 Схема I категории сложности управления

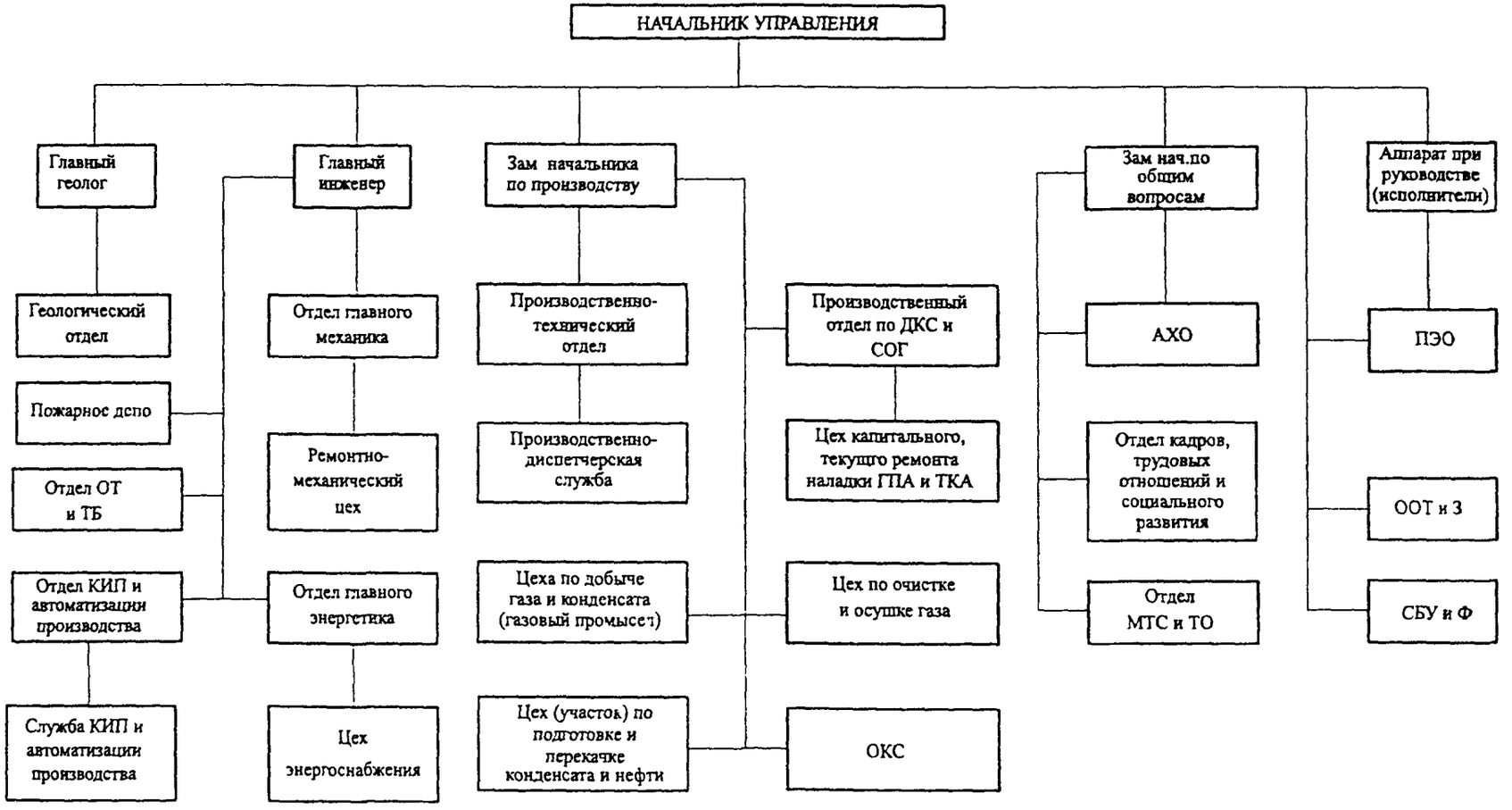
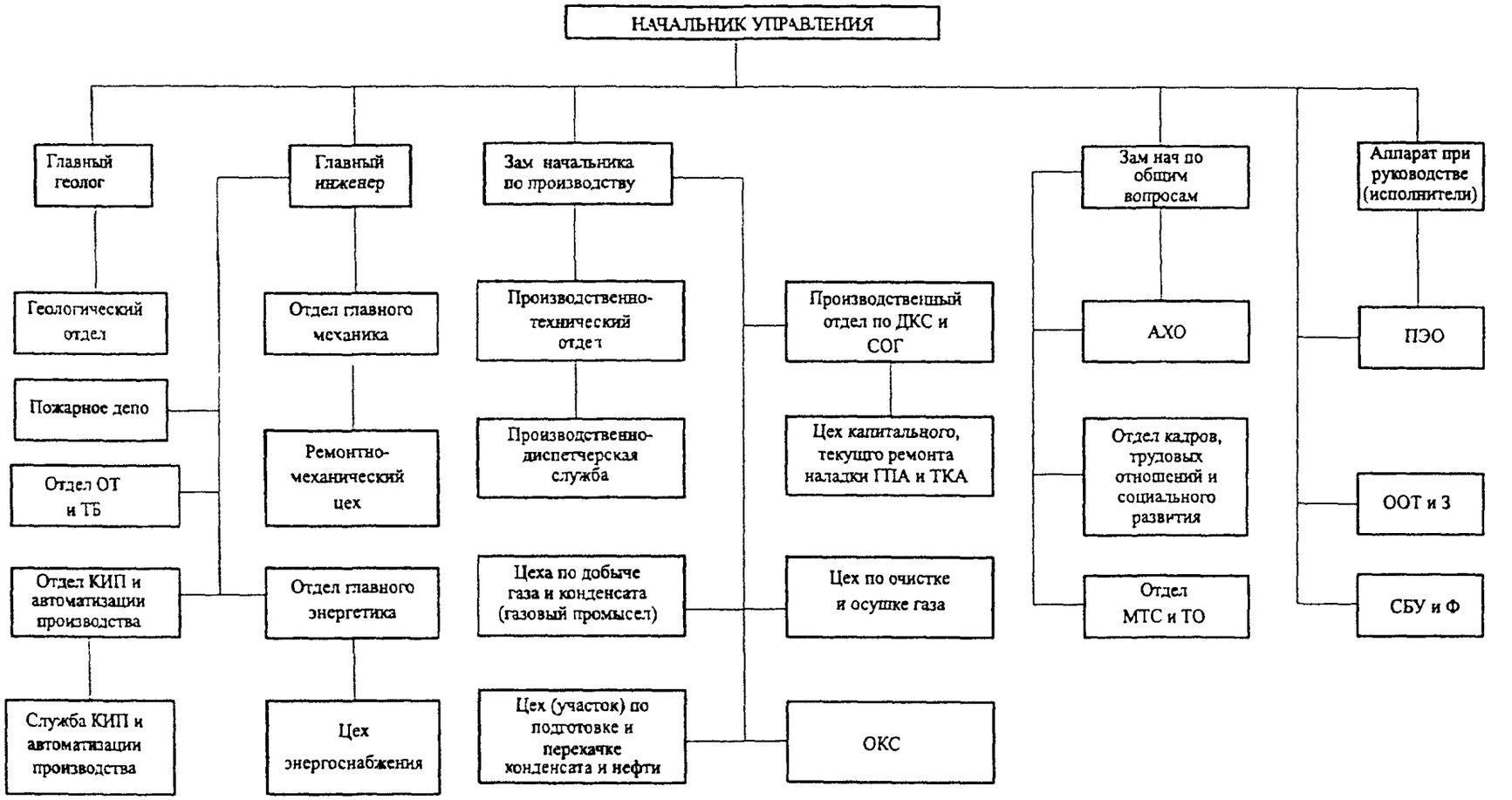
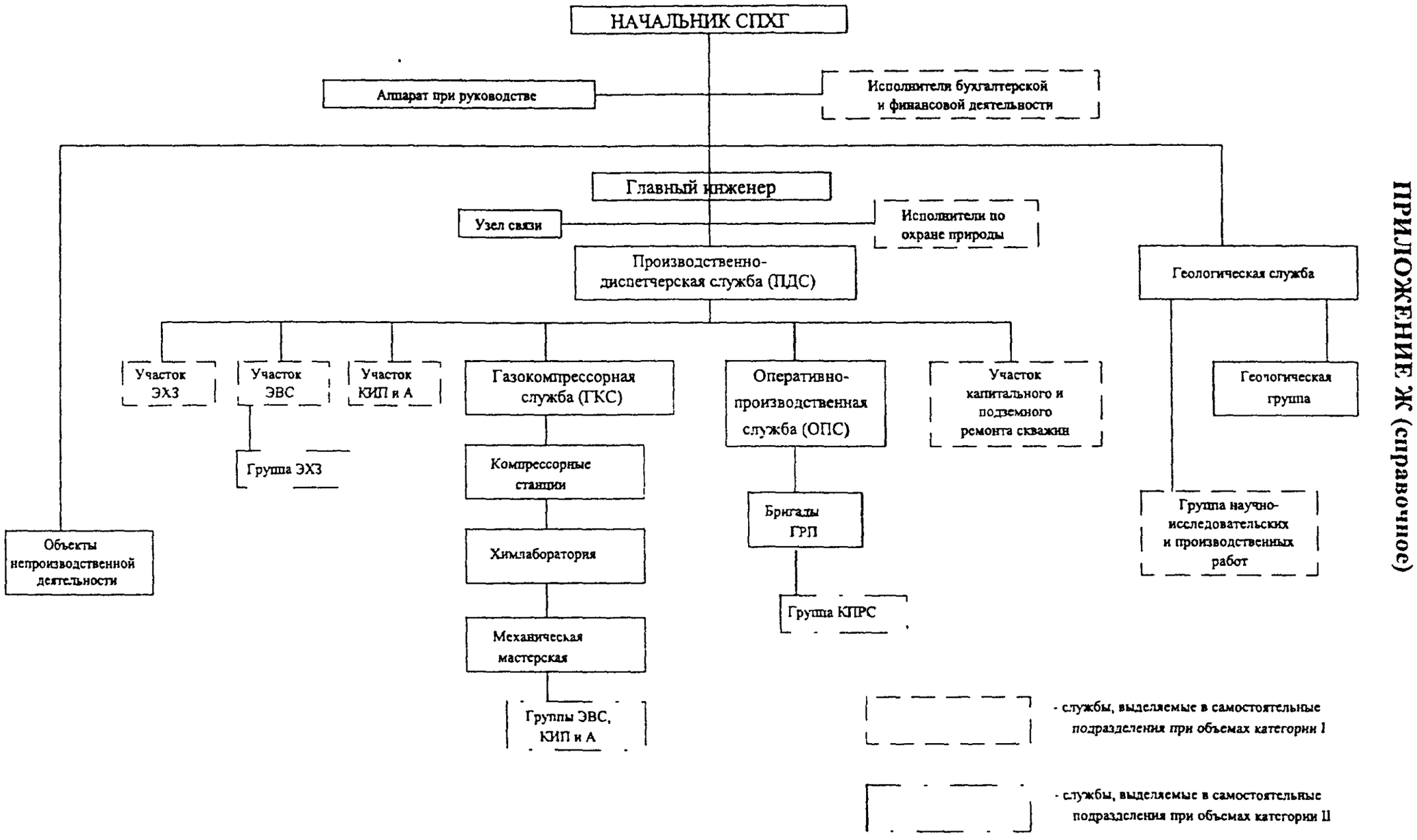


Рис Е 2 Схема II категории сложности

ТИПОВАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ СПХГ



ТИПОВАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ СПХГ



ПРИЛОЖЕНИЕ И (справочное)

УДЕЛЬНЫЕ РАСХОДЫ ТЭР НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ПОТЕРИ

Виды ТЭР и статьи расхода	Объем производства		Расход ТЭР		Удельный расход ТЭР на единицу продукции	
	един. изм.	величина	един. изм.	величина	един. изм.	величина
1. Котельно-печное топливо						
Собственн. нужды и потери промысла	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{г у т}}{\text{год}}$ *		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$ **	
в т. ч. котельные	$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{Мкал}}$	
печи, огневые подогреватели	$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{Мкал}}$	
ДКС	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{т у т.}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$	
холодильные станции	$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{Мкал}}$	
факелы, запальные устройства	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$	
выработка электроэнергии	$\frac{\text{тыс кВт ч}}{\text{год}}$		$\frac{\text{т у т.}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{кВт ч}}$	
сжигание промстоков	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$	
подогрев воды в резервуарах	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$	
лабораторные исследования	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{т у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$	
технологические потери	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{г у т}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кг у т}}{\text{м}^3}$	
2. Электроэнергия	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{1000 кВт ч}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кВт ч}}{\text{м}^3}$	
в т. ч. потери в сетях и трансформаторах	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{1000 кВт ч}}{\text{год}}$		$\frac{\text{кВт ч}}{\text{м}^3}$	
3. Теплоэнергия Добыча и подготовка газа, в т.ч.	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{Гкал}}{\text{1 000 м}^3}$	
технология	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{Гкал}}{\text{1 000 м}^3}$	
отопление и вентиляция	м³ здании		$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{Гкал}}{\text{м}^3\text{год}}$	
потери в тепловых сетях	1 000 м³ газа/ год		$\frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$		$\frac{\text{Гкал}}{\text{1 000 м}^3}$	

Примечание *) т у. т – тонны условного топлива
**) кг у. т – килограммы условного топлива

ПРИЛОЖЕНИЕ К (справочное)

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБУСТРОЙСТВА МГДП, ГДП

Наименование МГДП, ГДП его местоположение	_____ _____

Наименование показателей	Величина показателей
Мощность предприятия и годовой объем товарной продукции а) в натуральном выражении: - газ, млн м^3 - конденсат, тыс т б) в стоимостном выражении, всего, млн руб , в том числе - газ, млн руб - конденсат, млн руб	
Эксплуатационный фонд газовых скважин, шт	
Количество УППГ, УКПГ, ГС	
Протяженность газосборных трубопроводов (шлейфов), км	
диаметр, мм	
Протяженность газосборных коллекторов, км	
диаметр, мм	
Протяженность конденсатопроводов, км	
диаметр, мм	
Общая сметная стоимость строительства, тыс. руб., в т.ч	
объекты производственного назначения	
из них СМР	
объекты жилищно-гражданского назначения	
объекты строительной индустрии и проминфраструктуры	
Капиталовложения по промышленному строительству, всего, тыс руб , в т.ч	
обустройство промысла	
эксплуатационное бурение	
из них приходящихся на	
добычу газа	
добычу газового конденсата	
Стоимость основных фондов	

Наименование показателей	Величина показателей
Годовые эксплуатационные расходы, всего, тыс.руб., в т.ч.	
- относящиеся на добычу газа	
- добычу газового конденсата	
То же, без учета ГРР и налогов, тыс руб , в т ч относящиеся на добычу газа добычу газового конденсата Удельные капитальные вложения на единицу вводимой мощности газ, руб /1 000 м^3 конденсат, руб /т Себестоимость добычи газа, руб /1 000 м^3 добычи конденсата, руб /т То же, без учета ГРР и налогов добычи газа, руб /1 000 м^3 добычи конденсата, руб /т Численность работающих, чел Производительность труда (годовой выпуск продукции на одного работающего) в натуральном выражении, млн м^3/чел в стоимостном выражении, тыс руб /чел Трудоемкость строительно-монтажных работ, чел дн /1 000 м^3 Энергоемкость, кВч/1 000 м^3 Металлоемкость, кг/1 000 м^3 Материалоемкость, кг/1 000 м^3 Показатели экономической эффективности чистый дисконтированный доход, при Ен=0 1, млн руб. индекс доходности, коэфф. Внутренняя норма доходности, % Срок окупаемости капитальных вложений, лет Продолжительность строительства, мес	

ПРИЛОЖЕНИЕ Л (справочное)

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБУСТРОЙСТВА СПХГ

Наименование ПХГ, его местоположение	

Наименование показателей	Величина показателей
Общий объем хранилища, млн м^3	
Активный объем газа, млн м^3	
Буферный объем газа, млн м^3,	
в т ч подлежащий закачке, млн м^3/год	
Товарная продукция в оптовых ценах, тыс руб /год	
Максимально-суточный отбор, млн м^3/сут	
Максимально-суточная закачка, млн м^3/сут	
Остаточные запасы газа, млрд м^3,	
в т ч извлекаемые, млрд м^3	
закачиваемые, млрд м^3	
Фонд эксплуатационных скважин, шт ,	
в т ч подлежащих бурению, шт	
Наблюдательные, контрольные и поглощающие скважины	
Протяженность газосборных трубопроводов (шлейфов), км	
диаметр, мм	
Протяженность газосборных коллекторов, км	
диаметр, мм	
Количество ГРП	
Дожимные компрессорные станции (проектируемые)	
а) количество дожимных КС	
б) тип и количество устанавливаемых компрессорных машин, шт ,	
в т ч резервных, шт	
Капитальные вложения в промстроительство по вновь сооружаемым объектам, млн руб , в т ч·	
обустройство	

Наименование показателей	Величина показателей
бурение скважин	
буферный газ	
Существующие основные промышленно-производственные фонды, млн руб	
Основные промышленно-производственные фонды с учетом вновь вводимых, млн руб	
Капитальные вложения в жилсоцкультстроительство, млн руб	
Годовые эксплуатационные расходы, млн руб	
Удельные показатели затрат	
капитальные вложения (К), руб /1 000 м^3	
себестоимость (С), руб /1 000 м^3	
Численность обслуживающего персонала, чел	
Производительность труда, млн м^3/чел	
Продолжительность строительства, лет	
Трудоемкость строительно-монтажных работ, чел -дн /млн руб	
Энергоемкость, кВч/1 000 м^3	
Металлоемкость, кг/1 000 м^3	
Материалоемкость, кг/1 000 м^3	
Показатели экономической эффективности	
чистый дисконтированный доход, при Е = 0,1, млн руб	
индекс доходности, коэфф.	
Внутренняя норма доходности, %	
Срок окупаемости капитальных вложений, лет	
Продолжительность строительства, мес	

ПРИЛОЖЕНИЕ М (справочное)

РАСЧЕТ ГОДОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ И СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА (СХЕМА РАСЧЕТА)

Наименование затрат и показателей	Цена за единицу, руб.	Кол-во	Сумма, тыс руб.
1 Основные расходы (материалы, топливо)			
1 1 Метанол, т			
1 2 Диэтиленгликоль, т			
1 3 Масло смазочное, т			
1 4 Вода, тыс $м^3$			
1 5 Электроэнергия со стороны, в т ч а) плата за установленную мощность, кВт б) за расходуемую электроэнергию, тыс кВт/ч			
2 Зарплата, тыс руб			
3 Отчисления на социальное и медицинское страхование, пенсионный фонд			
4 Амортизация основных средств,			
в т ч зданий			
сооружений *)			
оборудования			
5 Итого основных расходов, тыс руб			
6 Прочие расходы 10 %-30 % *) от п 5 по ГДП и 10 % - 20 % по СПХГ			
7 Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы			
8 Плата за пользование недрами			
9 Плата за загрязнение окружающей среды			
10 Плата за пользование водными объектами			
11 Выплаты налогов, включаемых в себестоимость продукции			
12 Всего полных годовых эксплуатационных расходов			
13 Из общей суммы годовых эксплуатационных расходов относятся			
а) на товарный газ, - с учетом налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции; - без учета налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции			
б) на газовый конденсат,			

Наименование затрат и показателей	Цена за единицу, руб	Кол-во	Сумма, тыс руб
- с учетом налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции, - без учета налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции			
13 Себестоимость добычи 1 000 м^3 (по ГДП), - с учетом налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции, - без учета налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции			
14 Себестоимость 1 т стабильного конденсата, - с учетом налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции, - без учета налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции			
15 Себестоимость закачки, хранения и отбора 1 000 м^3 газа (по ПХГ), - с учетом налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции, - без учета налогов и платежей, включаемых в себестоимость продукции			
Примечание Выведены по материалам фактической стоимости за ряд лет			

ПРИЛОЖЕНИЕ П (справочное)

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, СОДЕРЖАЩИХ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОБЪЕКТОВ МГДП, ГДП И СПХГ

1. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах Утв. Госгортехнадзором России постановлением от 4.02.94. № 9.

2. СНиП 11-01-95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. Утв. Минстроем РФ. Введ. 01.07.95.

3 СП 11-101-95. Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений. Минстрой РФ. Введ 01 07.95.

4. Практическое пособие к СП 11-101-95 по разработке раздела «Оценка воздействия на окружающую среду» при обосновании инвестиций в строительстве предприятий, зданий и сооружений (Утв письмом Госкомэкологии РФ от 18.06 98 № 02-13/16-277). – М.: ГП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект,1998.

5. ВСН 51-05-82. Инструкция по составлению технологических регламентов для проектируемых производств Мингазпром, Южниигипрогаз, Донецк, 1982. Введ. с 01.01.83.

6. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий и сооружений от 26.06.2003 №113 (ИБ II 2003)

7. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Миннефтехимпром. Введ. с 01.01.88.

8. Перечень производственных зданий, помещений и сооружений и оборудования объектов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром», подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализации. Утв. приказом ОАО «Газпром» от 26.01.2001. № 7.

9. Перечень предприятий, зданий и помещений Министерства газовой промышленности, подлежащих оборудованию автоматической охранной сигнализацией: Мингазпром. – М , 1982.

10. СНиП 2.04.02-84*. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. – М., Стройиздат. Изд. 1996 г.

11 ОСТ 51.40-93. Газы горючие, природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия. Введ. с 10.01.93.

12. СН 433-79. Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности. Госстрой СССР. Введ. 01.01.80.

13. СНиП II-89-80*. Генеральные планы промышленных предприятий. Утв. Госстроем СССР 30.12.80. – М. Изд 1995 г

14. СНиП 31-03-2001. Производственные здания. Изд. 01.01.2002 г.

15. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. Минстрой России. – М, ГУП ЦПП, 1997 Изд. 1997 г

16 Правила устройства электроустановок: ПУЭ. – М. -Л., 7 изд.1999.

17. СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий. Введ. с 01.01 87

18. ВНТП 01/87/04-84. Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования. Введ. 01.04.84.

19. ГПУСП 01-63 Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности. – М., 1963 г

20. СНиП 2.05.07-91 Промышленный транспорт. Изд. 1996 г.

21. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. – Л.: Госкомгидромет. Введ. 01 01.87

22. Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России. От 10 06 2003 г

23. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы Госстрой России. Введ 01 07 93.

24. ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. Введ. 01.01.90.

25. РД 015900-125-89. Временная инструкция по размещению устьев скважин в кустах на месторождениях с наличием в разрезе многолетнемерзлых пород. Утв. Мингазпромом 24.01.89.

26. СП 527-80. Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа. Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1981. Утв. постановлением Госкомитета СССР от 4.08.1980, № 120.

27. ГОСТ 356-80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие ряды. Утв. Госстандартом Введ 01 01.81

28. СНиП 2.05 02-85. Автомобильные дороги. М., Госстрой СССР. Введ. 01.07.87

29. Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Утв. Заместителем Председателя Правления В.В. Ремизовым 05.02.1999 г.

30 ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов – М.,1985. Мингазпром Введ с 01.01.86.

31. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. Введ с 01.01.88.

32. РД 39-135-94/РД 51-1-95. Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов. Утв. ГП «Роснефть» 17.10.94. РАО «Газпром 20.02.95. Введ. с 01.11.94.

33. ОСТ 51.65-80. Конденсат газовый стабильный Технические условия. ВНИИГАЗ. Введ. с 01.01 82.

34. ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия. Введ. 01.01.92.

35. ТУ 38.101524-83. Фракция широкая легких углеводородов. Технические условия. Введ. с 01.01.84.

36 СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987. Введ. с 01 01 88. Изд.1995 г.

37 ПБ-03-110-96. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением. – М.. Утв. Госгортехнадзором РФ 15 12.1996.

38. ГОСТ Р 51105-97. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. ГУП ЦПП. Введ.01.01.99.

39. ГОСТ 305-82. Топливо дизельное. Технические условия. Введ. с 01.06 82.

40 ГОСТ 10585-99. Мазут. Топливо нефтяное. Технические условия. Введ. с 01 01.01

41. ГОСТ 127.1-93. Сера техническая. Технические условия. Введ. с 01.01.95

42. ГОСТ 127.4-93. Сера молотая для резиновых изделий и каучука Технические условия. Введ. с 01.01.93.

43. ГОСТ 127.5-93. Сера молотая для сельского хозяйства. Технические условия. Введ с 01.01.93.

44. ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – М.: Госгортехнадзор России, 1996. Введ. 01.12.96.

45. РД 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утв Госгортехнадзором России. Введ 05.06.03.

46. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. – М , Утв. Госстроем СССР. Введ. 01.01.85.

47. СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах. Изд. 2000 г.

48 СНиП 2.04.14-88 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов – М., ЦИТП Госстроя СССР. Изд.1998 г.

49. ВУП СНЭ-87. Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов: Миннефтехимпром. Введ. 17.07.86

50. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. ОАО «Газпром». Утв. Членом Правления, Начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа Б.В. Будзуляком 05.02.2001.

51. РД РТМ 26-01-44-78. Детали трубопроводов на давление свыше 100 до 1 000 кг/см^2. Нормы и методы расчета на прочность Введ с 17.10.78

52. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М, Госстрой СССР Введ. 01.01.87.

53. Технические требования на запорную, запорно-регулирующую и предохранительную арматуру, закупаемую по импорту и предназначенную для эксплуатации в средах, содержащих сероводород и для северного исполнения. – М.:ВНИИГАЗ, 1982.

54. ОСТ 26-07-2071-87. Арматура трубопроводная из сталей, стойких к сульфидному коррозионному растрескиванию. Общие технические условия. – М., 1987.

55 Рекомендации по выбору материалов, термообработке и применению труб на месторождениях природного газа, содержащего сероводород. – М : ВНИИГАЗ. Введ 15.08.73

56 Временные рекомендации по выбору материалов, термообработке и применению труб (для месторождений природного газа с низким содержанием сероводорода) –М : ВНИИГАЗ, 1978.

57. Инструкция по проектированию и применению соединительных деталей для трубопроводов, транспортирующих газ, содержащий сероводород. Миннефтегазстрой, Мингазпром. Утв. Заместителем Министра газовой промышленности А.И. Колотилиным 25 07 1986. Введ 01 10.86.

58. Ограничительный сортамент на трубы и соединительные детали для ремонта трубопроводов с сероводородсодержащими средами газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий. – М.: ВНИИГАЗ, 1988.

59. Временные рекомендации по материальному оформлению и расчету толщин стенок трубопроводов и оборудования, контактирующих с сероводородсодержащими средами, на газоперерабатывающих заводах. – М.: ВНИИГАЗ. Введ. 01.01.83.

60 ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов. Введ. 01.01.95.

61. ВСН 005-88. Строительство промысловых стальных трубопроводов Технология и организация. Введ с 01.01 89

62. СН 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. Минтопэнерго России. Введ. 01.03.98.

63. ВСН 51-03-78. Инструкция по проектированию магистральных газопроводов для транспортирования сжиженных углеводородов. Донецк. Утв. Мингазпромом 30.02.78 Введ. с 01 01.79.

64. ГОСТ 8.563.1-97. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Введ с 01.10.99.

65. ГОСТ 8.563.2-97. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств. Введ. с 01.10.99.

66. ГОСТ 8.563.3-97. Процедура и модуль расчетов. Программное обеспечение. Введ. с 01.10.99

67. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Введ. с 01.01.85

68 Инструкция по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта. Утв. приказом ОАО «Газпром» от 29.03.1999 г.

69. Общие санитарные правила при работе с метанолом Минздрав СССР Утв 18.06.86.

70 Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности: Утв 07.07.75. – М.: ВНИИГАЗ, 1976.

71. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. Ч.1. Газопроводы. Мингазпром. Утв. 29.10.85.

72. ВРД 39-1.10-006-2000. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. Утв. приказом ОАО «Газпром» от 15.02.2000 № 22. Введ. с 01.03 2000 сроком на 5 лет. ИРЦ «ГАЗПРОМ».

73. РД 51-00220570-2-93 Клапаны предохранительные. Выбор, установка и расчет ЦКБН, г. Подольск. Утв. начальником Управления научно-технического прогресса и экологии А Д Седых 01.09.1993.

74 ВРД 39-1.13-010-2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «ГАЗПРОМ». Утв.31.05.2000.

75 Методические указания по защите от коррозии оборудования газовых и газоконденсатных месторождений с углекислой средой. СевКавНИИгаз, 1979.

76. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. с 01.07.99

77. ГОСТ 9.602-89*. ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. 01.01.91.

78. РТМ 26-02-63-87. Технические требования к конструированию и изготовлению сосудов, аппаратов и технологических блоков установок подготовки и переработки нефти и газа, содержащих сероводород. – М.: Союзнефтехиммаш 1987.

79. РТМ 25-390-80* Приборы для установки добычи и переработки природного газа, содержащего сероводород. Требования к материальному исполнению и условиям эксплуатации. Минприбор, 1987

80. ГОСТ 9941-81*. Трубы бесшовные холодно-и теплодеформированные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия. Введ. с 01.01.83.73.

81. ГОСТ 18475-82. Трубы холоднодеформированные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия Изд.1991 г.

82. ВСН 2-61-75. Инструкция по технологии сварки, по термической обработке и контролю стыков трубопроводов из малоуглеродистых сталей для транспортировки природного газа и конденсата, содержащих сероводород. Миннефтегазстрой. – М.: ВНИИСТ. Введ. 01.10.76.

83. Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов, технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов. Утв. приказом ОАО «Газпром» от 13.07.1998 г.

84. СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии Введ. с 01.01.86.

85. ВСН 2-106-78. Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промысловых объектов – М.: ВНИИИСТ. Введ 01.01 80

86. Основные положения по автоматизации, телемеханизации и созданию ИУС предприятий добычи и подземного хранения газа. – М.: Союзгазавтоматика, 1997.

87 Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа. – М.: Союзгазавтоматика, 1996.

88. Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования. Утв. Членом Правления В.Г. Подюком 23 10.2001.

89. Отраслевая интегрированная информационно-управляющая система. Утв. Заместителем Председателя Правления В.В. Ремизовым 28.10.97 г.

90. ГОСТ 34.201-89. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем. Введ. с 01.01.90.85.

91. ГОСТ 34.602-89. Техническое задание на создание автоматизированной системы. Введ. с 01.01.90.

92. РД БТ-39-0147171-003-88. Требования к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности. Утв. Заместителем Председателя Госгортехнадзора В.А. Рябовым 15.01.1988.

93. ГОСТ 17433-80.* Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности. Введ. с 01.01.81.

94. Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО ЕЭС России с указанием категории взрывопожарной и пожарной опасности. Утв. Заместителем Председателя Правления РАО ЕЭС России О.В. Бритвиным.10.09.1998

95. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, наружных установок и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. Утв. Министром МЧС России С.К. Шойгу 18.06.2003.

96. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введ. 01.01.89.

97. РД 51-00158623-08-95. Категорийность электроприемников промышленных объектов газовой промышленности. Введ. 07.01.95.

98. РД 51-0158623-06-95. Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности. – М. ВНИИГАЗ. Введ. с 01.07.95.

99. Правила пользования электрической и тепловой энергией. – М.: Энергоиздат. Утв Министром энергетики, электрификации СССР П.С. Непорожным 06.12.1991

100. Указания по построению электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов. ВНИПИтрансгаз Ленинград-Киев, 1984.

101 Методика оценки надежности электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов Оргэнергогаз ВНИИГазпром, 1990

102. Указания по построению электрических схем компрессорных станций магистральных газопроводов. Утв. Начальником Управления главного энергетика Мингазпрома А.Ф. Шкупа 25.12.1984.

103. РД 51-31323949-31-98. Выбор количества электроагрегатов электростанций РАО «ГАЗПРОМ». Введ. с 01.03.98.

104. РД 51-00158623-07-95. Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом. М ВНИИГАЗ, 1997 Введ с 01 03 97.

105. Типовые решения N 407-03-456-87** «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций». Энергосетьпроект, 1987 (в качестве вспомогательного материала)

106. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ, N 13865 ТМ-Т1, изд. 4-е, Москва, Энергосетьпроект, 1991.

107. РД 34.21.122-87. Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: Минэнерго. Введ. 01.07 88.

108. Пособие к СНиП 2 08.02-89*. Проектирование систем оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в общественных зданиях. Ассоциация «Пожарная ин-

формагика и техника», ВНИИПО МВД РФ АПКИ «Спецавтоматика», г. Новосибирск, 1992.

109. РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок.

110. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 01.07.99.

111. ГОСТ Р 51330.11-99 (МЭК 60079-12-78). Электрооборудование взрывозащищенное. 4.12 Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ.01.01 2001.

112. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. Введ. с 02.08.95.

113. ГОСТ 21.607-82. Электрическое освещение территории промышленных предприятий Введ. 01.07.83

114. ГОСТ 21.608-84. Внутреннее электрическое освещение Введ. 01.01.85.

115. НПБ 110-2003. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. Сборник руководящих документов по организации и осуществлению государственного пожарного надзора в РФ. Спецвыпуск 2003. ФГУ ВНИИПО МЧС России

116. НПБ 104-2003. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях. МЧС России. Введ. 20.06.2003.

117 Временные нормы по проектированию аксиальной системы электрообогрева подземных инженерных коммуникаций. Южниигипрогаз, Донецк, 1993

118. Рекомендации по электрообогреву внутриплощадочных сетей канализации и водоводов ЮЖНИИГИПРОГАЗ, Донецк, 1996.

119. СНиП 2.04.01-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий. Изд 1996 г

120. ВСН 47-85. Нормы проектирования автоматических установок пожаротушения кабельных сооружений. Гидропроект. Введ. с 01.01.86.

121 НПБ 88-2001. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования. /ГУГПС и ФГУ ВНИИПР МВД России/ Введ 01.01.2002.

122. СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения. Госстрой СССР Введ. 01.01.86.

123. СНиП II-35-76, ч. II. Котельные установки. Нормы проектирования. Введ. с 01.01.78.

124. СНиП 2.04.05-91*. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Минстрой России – М.: ГП ЦПП Изд. 2000 г.

125 СНиП 2.04.07-86*. Тепловые сети. Нормы проектирования – М ЦИТП Госстроя СССР Изд. 1994

126. Пособие 13.91 к СНиП 2.04.05-91. Противопожарные требования к системам отопления, вентиляции и кондиционирования. Промстройпроект. М . 1994.

127. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздуховодов и газопроводов. Утв. Госгортехнадзором 07.12.71.

128. ПБ 12-368-00. Правила безопасности в газовом хозяйстве. – М. Недра: Госпроматомнадзор СССР. Введ. 18.07.00, № 41.

129. СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1999.

130 ВНТП 03/170/567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. – М.. 1987. Введ. с 01.09.87.

131 СНиП 2.11.01-85*. Складские здания. – М., Госстрой СССР/ Изд. 1995.

132. РД 51-31323949-05-00 Методика определения технологических потерь газового конденсата на промысловых объектах ОАО «Газпром». М. ВНИИГАЗ. Введ. с 01.07 2000

133. РД 153-39.0-111-2001 Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий. – М. ВНИИГАЗ. 2001

134. Типовые организационные структуры управления производством и нормативы численности служащих газопромысловых управлений (ГПУ) – М.· ЦНИС Газпром, 2000 Утв. Заместителем Председателя Правления Н.И. Гуселетым 12.05 2000

135. Типовые структуры управления и нормативы численности служащих станции (управлений) подземного хранения газа. – М.: ЦНИС Газпром, 2002 г. Утв. Заместителем Председателя Правления А.Г. Ананенковым 17.06.2002.

136. Нормативы численности рабочих в добыче газа – М. ЦНИС Газпром , 2000. Утв Заместителем Председателя Правления Н.И Гуселетым 24.04 2000.

137. Нормативы численности рабочих станций (управлений) подземного хранения газа. Утв. Заместителем Председателя Правления С А Лукашем 15.07.2002.

138. Инструкция по проектированию паровой защиты технологических печей на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Гипрокаучук. – М.: 1997.

139 ГОСТ 12.2.003-91*. Оборудование производственное. Общие гребования безопасности Введ. с 01.01.92.

140. Положение о планово-предупредительном ремонте и техническом обслуживании газопромыслового оборудования для газодобывающих предприятий Мингазпрома. Союзоргэнерго, Краснодар. 1980.

141. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. Утв. Госгортехнадзором России 30.12.92. Введ. с 15 09.93.

142. СанПин 4946-89. Санитарные правила по охране атмосферного воздуха населенных мест. – М., 1989.

143. Указания к экологическому обоснованию хозяйственной и иной деятельности в предынвестиционной и проектной документации. Утв. Минприроды РФ 15.07.94. – М., 1994.

144. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды»/ Согл. Госкомэкологии РФ 30.03.2000, №13-1/25-277. – М.. ГП, ЦЕНТРИНВЕСТпроект», 2000 г.

145. Рекомендации по экологическому сопровождению инвестиционно-строительных проектов. Утв. письмом Госкомэкологии РФ N 02-13/16-277 от 18.06.98. – М., 1998

146. РД 52.04.306-92. Охрана природы. Атмосфера. Руководство по прогнозу загрязнения воздуха. Санкт-Петербург. Гидрометеоиздат, 1993

147 ОНД-90. Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Часть I, II. Санкт-Петербург. 1991.

148. ГН 2.1.6.695-98. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

149. ГН 2.1.6.696-98. Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

150 ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству

151. Положение об охране подземных вод. Утв. Минздравом СССР 17.07.84; Мингео СССР 15.08.84, Минводхозом СССР 24.07.84. М., 1985.

152. РД 00158758-162-94. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки промстоков на газовых предприятиях Западной Сибири / Утв. Управлением ИТП и Э РАО «Газпром». Тюмень, 1995.

153. ГН 2.1.5.689-98. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

154 ГН 2.1.5.690-98. Ориентировочные допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

155. Перечень рыбохозяйственных нормативов: предельно допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) вредных веществ для воды водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение. – М.: ВНИРО, 1999 г.

156 Правила охраны поверхностных вод (типовые положения). Утв. Госкомприроды СССР 21.02.1991 М., 1991

157. Методические указания по разработке нормативов предельно допустимых сбросов вредных веществ в поверхностные водные объекты (уточненная редакция). – М :МПР России, 1999 г.

158. Временные методические рекомендации по расчету предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ в водные объекты со сточными водами. Утв Ленкомприроды 30.12.89. Л., 1990.

159. СНиП 2.01.28-85. Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию. – М.: Госстрой СССР. Введ. 01.01.85.

160. ГОСТ 17.4.3.05-86. Охрана природы. Гидросфера. Требования к сточным водам и их осадкам для орошения и удобрения. Введ. с 01.07 87.

161. СанПиН 2.1 7 573-96. Почва, очистка населенных мест, бытовые и промышленные отходы, санитарная охрана почвы. Гигиенические требования к использованию сточных вод и их осадков для орошения и удобрения. Минздрав России. 1997.

162. ОНД 1-86. Указания о порядке рассмотрения и согласования органами рыбоохраны намечаемых решений и проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. Минрыбхоз СССР М., 1986.

163. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. Введ. с 01.07.87.

164. РД 52-24.309-92. Методические указания. Охрана природы. Гидросфера Организация и проведение режимных наблюдений за загрязнением поверхностных вод суши на сети Роскомгидромета. Утв. Госкомидрометом РФ 19.05.92. С.-Петербург. Введ 01.01.93.

165. РД 51-2-95. Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов. Утв. Управлением НПТ и Э при РАО «Газпром» 8 08.95. – М Введ. 01.12.95

166. Пособие «Методы и порядок производственного экологического контроля за строительством и экологических наблюдений на участках действующих подводных переходов магистральных газопроводов» к РД 51-2-95. Утв. Управлением НПТ и Э РАО «Газпром» 29 10 96. – М., 1997.

167. Перечень методик, внесенных в Государственный реестр методик количественного химического анализа. – М, 1996.

168. Нормативное обеспечение контроля качества воды. М.. Госстандарт России, 1995

169. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Земли. Термины и определения в области рекультивации земель. Введ. с 01.07.84.

170. ГОСТ 17.5.3.04-83*. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. Введ. с 01.01.83.

171. Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 № 136-ФЗ г. (в ред. Федеральных законов от 30.06.2003 № 86-ФЗ, от 29.06.2004 № 58-ФЗ).

172. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы, утв. приказом Минприроды России и Роскомзема от 22 декабря 1995 г. № 525/67.

173. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ. Введ. 01.01.87.

174. ГОСТ 17.5.3.06-85. Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ. Введ. 01.07.86

175. ГОСТ 17.5.3.05-84. Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию. Введ 01.01.85.

176 ВСН 004-88. Строительство магистральных газопроводов. Технология и организация. Введ. 01.04.89.

177. «Предельное количество токсичных промышленных отходов, допускаемое для складирования в накопителях (на полигонах) твердых бытовых отходов», № 3897-85. Минздрав СССР, Минводхоз СССР, Мингео СССР, Минжилкомхоз РСФСР. – М., 1985.

178. «Временный классификатор токсичных промышленных отходов и методические рекомендации по определению класса токсичности промышленных отходов», № 4286-87. Минздрав СССР, ГКНТ СССР. – М., 1987

179 ГОСТ 12.1 007-76* ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. Введ. с 01.01.77. Изд. 1985.

180. СНиП 2.07.01-89*. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. – М. ГПЦПП, 1991.

181. Сборник удельных показателей образования отходов производства и потребления Утв. Госкомитетом РФ по ООС 4.03.00. – М., 1999.

182. СанПиН 42-128-4690-88. Санитарные правила содержания территорий населенных мест. Минздрав России. 1988

183. «Предельное количество накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации)», № 3209-85. Минздрав СССР, Минго СССР, Минводхоз СССР – М., 1985

184. Временные правила охраны окружающей среды от отходов производства и потребления в РФ Утв. Минприроды России 15.07.94 (действие продлено письмом Минприроды России от 19.12.94 № 01-15/29-3603). М., 1994.

185. ГОСТ 12.2.062-81*. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные Введ. 01.07.82.

186. ГОСТ 12.2.064-81*. ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности. Введ. 01.07.82.

187 ГОСТ 12.3 002-75*. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. Введ. 01.07.76.

188. ГОСТ 12.0.003-74*. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.01.76.

189. ГОСТ 12.1.012-90. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М. Стройиздат. Введ. с 01.07.91.

190. ГОСТ 12.1.001-89. ССБТ. Ультразвук. Общие требования безопасности. Введ. 01.01.91.

191. ГОСТ 12.1.002-84. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Введ. 01.01.86.

192. ГОСТ 12.1.006-84*. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. Введ. 01.01.86.

193. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Введ. 01.01.77

194. ГОСТ 12.1.047-85. ССБТ. Вибрация. Метод контроля на рабочих местах и в жилых помещениях морских и речных судов. Введ. 01.01.87

195. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ. 01.07.90.

196. ГОСТ 12.1.045-84. ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. Введ. 01.07.85.

197. СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства. – М.: Госстрой. Введ. 01.07.86

198. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаробезопасность статического электричества. Общие требования. Введ. 01.01.95.

199. ГОСТ 12.1.019-79*. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты Введ. 01.07.79.

200. ГОСТ 12.1.030-81*. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введ. 01 07.82.

201. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. Введ. 01.07.83.

202. ГОСТ 12 2.007.0-75*. ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. Введ. 01.01.78. Переизд. 1984.

203. ГОСТ 12.2.007.14-75*. ССБТ. Кабели и кабельная арматура. Требования безопасности. Введ. 01.01.78. Переизд. 1984.

204. ГОСТ 12.2.016-91*. ССБТ. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности. Введ. 01.07.92.

205. ГОСТ 12.3.001-85*. ССБТ. Пневмоприводы. Общие требования безопасности к монтажу, испытаниям и эксплуатации. Введ. 01.01.87.

206 ГОСТ 12.1.004-91*. ССБТ.Пожарная безопасность. Общие требования. Введ. 01.07.92.

207. ГОСТ 12.1.010-76*. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. Введ. 01.01.78.

208. ГОСТ 12.2.022-80*. ССБТ. Контейнеры. Общие требования безопасности. Введ. 01.07.81.

209. ГОСТ 12.3.020-80* ССБТ. Процессы перемещения грузов на предприятиях. Общие требования безопасности Введ 01.07.81.

210. ГОСТ 12.3.009-76*. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. Введ. 01.01.77.

211. ГОСТ 12.4.120-83. ССБТ. Средства коллективной защиты от ионизирующих излучений. Общие технические требования. Введ. 01.01.84.

212. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация. Введ. 01.01.84.

213. ГОСТ 12.4.026-76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности. Введ. 01.01 78

214 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная краска. Введ. с 01.01.70

215. ГОСТ 12.4.040-78*. ССБТ. Символы органов управления производственным оборудованием. Введ 01.01.79.

216. СНиП 2.09.04-87*. Административные и бытовые здания. Изд.1995 г.

217. СНиП 2.08.02-89. Общественные здания и сооружения. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1993.

218. СНиП 2.11.04-85. Подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов – М., Госстрой СССР, 1986.

219. Концепция «Декларирования безопасности промышленных объектов ОАО «ГАЗПРОМ». Утв. 12.03.99.

220. Положение о декларировании промышленной безопасности опасных производственных объектов предприятий ОАО «ГАЗПРОМ». Согласовано Госгортехнадзором России 23.02.99. Утв. 06.04.99.

221 Отраслевое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую природную среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного

сырья с целью повышения надежности и безопасности. – М.: ОАО «ГАЗПРОМ», 1996 Утв. Заместителем Председателя Правления В.В. Ремизовым 19.03.1996.

222. РД 52.04.253-90. Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте. Утв. ШГО СССР.

223. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книги 1 и 2). М. 1994

224 Положение о порядке оформления декларации промышленной безопасности и перечне сведений, содержащихся в ней. Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 07.09.99. № 66.

225. ППБ 01-03*.Правила пожарной безопасности в РФ. Изд.2003. Утв. Министром МЧС России С.К. Шойгу 18.06.2003.

226. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» (в редакции Федеральных законов от 22.08.1995 № 151-ФЗ, от 18.04.1996 № 32-ФЗ, от 24.01.1998 № 13-ФЗ, от 07.11.2000 № 135-ФЗ, от 06.08.2001 № 110-ФЗ, от 30.12.2001 № 196-ФЗ, от 25.07.2002 № 116-ФЗ, от 10.01.2003 № 15-ФЗ, от 10.05.2004 № 38-ФЗ, от 29 06.2004 № 58-ФЗ, с изм., внесенными Федеральным законом от 27.12 2000 № 150-ФЗ, определением конституционного Суда РФ от 09.04.2002 № 82-О).

227. ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность Введ. 01.07 89.

228. ГОСТ Р 12.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов Общие требования. Методы контроля. Введ. 01.01 2000.

229. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности. – М, 1998.

230. НПБ 101-95. Нормы проектирования объектов пожарной охраны Ч.1, 1995.

231. НПБ 201-96. Пожарная охрана предприятий. Общие требования. Ч.5, 1996

232. Правила пожарной безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих предприятий. Миннефтепром. Введ. 18.01.81.

233. Методические указания по определению стоимости строительной продукции на территории РФ. МДС 81-1.99. Утв. Госстроем России от. 26.04 99 № 31.

234. Методика оценки эффективности разработки месторождений с многокомпонентным составом газа. Утв. Мингазпромом СССР. – М., 1971.

235. Методические рекомендации по планированию, учету и калькулированию себестоимости продукции на предприятиях по добыче газа. Утв. Министерством топлива и энергетики. – М., 1994.

236. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395 -1 «О недрах» (в ред. Федеральных законов от 03.03.1995 № 27-ФЗ, от 10.02.1999 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 20-ФЗ, от 14.05.2001 № 52-ФЗ,

от 08.08.2001 № 126-ФЗ, от 29.05.2002 № 57-ФЗ, от 06.06.2003 № 65-ФЗ, от 29.06.2004 № 58-ФЗ).

237. Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства потребителями».

238. Инструкция Госналогслужбы РФ. «О порядке исчисления и внесения в бюджет платы за пользованием водными объектами (действующими на текущий момент) Утв. 12.08.1998.

239. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (2-я редакция). Утв. Минэкономикой РФ, Минфином РФ, Госкомитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике, № ВК 477 от 21.06.99.

240 СП 11-107-98. Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций проектов строительства». Введ 01 07.98/МЧС России. – М.:1998.

241 ГОСТ Р 51105-97. Топливо для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин.

242. Инструкция по выбору материалов изготовления труб для трубопроводов, эксплуатирующихся в сероводородсодержащих средах, ВНИИГАЗ, 2000.

243. СНиП 23.01.99. Строительная климатология. Введ. 01.01.2000.

244. СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

245 СНиП 11-102-97. Инженерно- экологические изыскания для строительства.

246. СанПин 2.2.1/2.1.1.984-00. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, Минздрав России. Введ. 01.10.00. – М., 2000.

247. Методические указания по проектированию водоохранных зон водных обьектов и их прибрежных защитных полос. – М.: МПР России, 1998.

248. СанПин № 4631-88. Санитарные правила и нормы охраны прибрежных вод морей от загрязнения в местах водопользования населения. – М.: Минздрав СССР, 1988.

249. СанПин 2.1.4.027-95. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого назначения. – М.: Минздрав России, 2000.

250 Руководство по проектированию санитарно- защитных зон промышленных предприятий. – М.: Стройиздат, 1984.

251. РД 51-31323949-48-2000. Гидрогеологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод (Методические рекомендации) / Утв. ОАО «Газпром» 10.02.2000. Согл. Минприроды РФ 28.03.2000 № 11-2-15/43, Госгортехнадзором РФ 08 06.2000 № 02/267, Минтопэнерго РФ 13 03.2000 № УГ-1906. – М.: ИРЦ, Газпром, 2000.

252 ГОСТ 17.4.2.02-83. Почвы. Номенклатура показателей пригодности нарушенного плодородного слоя почв для землевания.

253. РД 39-0147103-365-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.

254. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель (письмо Минприроды РФ от 09.03.95 № 25/8-34).

255. Инструкция по контролю экологического состояния почв на подземных хранилищах газа (ПХГ). – М.:ВНИИГАЗ, 1998.

256. РД 39-014098-015-90. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. Уфа· ВостНИИТБ, 1990.

257. Производственный экологический мониторинг газовой промышленности ТЭО/ Утв. РАО «Газпром» 08.06.95 № 51-М.:СХ – энергодиагностика, 1995.

258. СТП 8869. 02.060-87. Охрана труда, техника безопасности, промсанитария в проектах.

259. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Физические факторы производственной среды. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Введ.31.10.96. № 36 Госкомсанэпиднадзор России.

260. Р 2.2.755-99. Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса. Утв. и введ. 23.04.99 Первым зам. министра здравоохранения Онищенко Г. Г.

261. МУ 2.2.4.706-98/МУ ОТ РМ 01-98. Методические указания. Физические факторы производственной среды. Оценка освещения рабочих мест. Введ. 09.01.98. Первым зам. министра здравоохранения Онищенко Г.Г.

262. У-ТХ 04-88. Указания по проектированию аналитического контроля и лабораторий предприятий по переработке нефти и производству продуктов органического синтеза.

263. ГОСТ Р 51330.9-99. (МЭК 60079-10-95) Оборудование взрывозащищенное. 4.10. Классификация взрывоопасных зон. Введ. 01.01.01.

264. НПБ 02-93. Порядок участия органов государственного пожарного надзора РФ в работе комиссий по выбору площадок (трасс) для строительства.

265. Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Утв. заместителем министра нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности Г.Ф Ивановским, заместителем министра химической промышленности В.П. Иницким 31.07.1972.

266. Положение о ведомственной охране ОАО «ГАЗПРОМ», утв. приказом ОАО «ГАЗПРОМ» от 12.01.2000 г. № 3.

267. Указание Департамента по управлению персоналом ОАО «ГАЗПРОМ» от 17.12.2001 г. № Д15-9/351 и 231.

268. НПБ 03-93. Порядок согласования органами государственного пожарного надзора Российской Федерации проектно-сметной документации на строительство.

269. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. ТУ. Минск. Введ. 01.01.01

270. СНиП 10-01-94. Система нормативных документов в строительстве. Основные положения. Введ. 01.01.95.

271. НПБ 111-98*. Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности. Введ. 01.05.98.

272. Типовые структуры управления и нормативы численности служащих станций (управления) подземного хранения газа. Утв. заместителем Председателя Правления С.А. Лукашем 17.06.2002.

Компьютерная верстка *Г В Горбачевой*
Корректоры *Т Е Алексеева, В И Кортикова, А В Казакова*

ИД № 01886 от 30 мая 2000 г Подписано в печать 28 10 2004 Формат 60х84/8
Офсетная печать Усл печ л 17,25 Уч-изд л 16,9 Тираж 100 экз Заказ 208

Ротапринт ООО «ИРЦ Газпром», Адрес 117630, Москва, ул Обручева, д 27, корп 2
Тел 719-31-17, 719-64-70

gost.e-ecolog.ru