

---

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

---



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**ГОСТ Р \_\_-201\_\_**

*(Проект, первая редакция)*

---

**ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА**

**Нормы проектирования**

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

**Москва  
Стандартинформ  
201**

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от №

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0-2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в годовом (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок - в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет (gost.ru)*

©Стандартинформ, 201\_\_

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения национального органа Российской Федерации по стандартизации

## Содержание

1	Область применения .....	1
2	Нормативные ссылки .....	2
3	Термины и определения .....	6
4	Сокращения.....	7
5	Общие положения .....	7
6	Этапы проектирования .....	8
7	Расчет технологических показателей.....	9
8	Проектирование подземных сооружений.....	12
9	Проектирование наземных зданий и сооружений .....	15
10	Полигон захоронения промышленных стоков .....	23
11	Охрана окружающей среды.....	26
	Приложение А (справочное) Физико-химические показатели газа, поставляемого в магистральный газопровод .....	30



НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Нормы проектирования

Underground gasstorage. Design standards

---

Дата введения

## 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на проектную документацию на строительство, реконструкцию и техническое перевооружение подземных хранилищ газа в пластах-коллекторах, а также на проектную документацию полигона захоронения промышленных стоков.

1.2 Положения настоящего стандарта не распространяются на проектирование подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли, шахтах, горных выработках, а также на уже согласованную и утвержденную проектную документацию.

1.3 Положения настоящего стандарта распространяются на проектную документацию, подлежащую разработке, согласованию и утверждению после даты ввода в действие настоящего стандарта.

1.4 Положения настоящего стандарта не распространяются на уже согласованную и утвержденную проектную документацию.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.016-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные

ГОСТ 12.2.064-81 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности

ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод

от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суще

ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ ISO13706-2011 Аппараты с воздушным охлаждением. Общие технические требования

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

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

ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 20060-83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги

ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования

ГОСТ 22387.2-97 Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы

ГОСТ 22387.4-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли

ГОСТ 22609-77 Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения

ГОСТ 26374-84 Газы горючие природные. Метод определения общей и органической серы

ГОСТ 28775-90 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия

ГОСТ 30852.0-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0.

## Общие требования

ГОСТ 31369-2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31371.1-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Руководство по проведению анализа

ГОСТ 31371.2-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Характеристики измерительной системы и статистические оценки данных

ГОСТ 31371.3-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3 Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до С<sub>8</sub> с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub> и С<sub>6</sub> в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub> и С<sub>6</sub> в лаборатории и при непрерывном контроле с использованием трех колонок

ГОСТ 31371.6-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов С<sub>1</sub>-С<sub>8</sub> с использованием трех капиллярных колонок

ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда.

Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

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

ГОСТ Р 51364-99 Аппараты воздушного охлаждения газа. Общие технические условия

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

ГОСТ Р 52203-2004 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ Р 53367-2009 Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом

ГОСТ Р 53672-2009 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

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

ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования

ГОСТ Р 53762-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам

ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических

процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту

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

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная  
редакция СНиП 2.05.06-85

СП 132.13330.2011 Обеспечение антитеррористической защищенности зданий  
и сооружений. Общие требования проектирования

**Примечание –** При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и сводов правил в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку. Сведения о действии сводов правил можно проверить в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

### **3 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 подземное хранилище газа; ПХГ:** Геолого-технологический комплекс, предназначенный для хранения, нагнетания и отбора газа, включающий участок недр, ограниченный горным отводом, объект хранения газа; инженерно-технические здания и сооружения, скважины различного назначения.

**3.2 объект хранения:** Геологическая структура (комплекс геологических структур), способный удерживать газ, состоящий из пласта-коллектора (пластов-коллекторов) и пласта-покрышки (пластов-покрышек).

### 3.3

**пласт-коллектор:** Горная порода, способная вмещать и отдавать флюид.  
[ГОСТ 22609-77, пункт 163]

## 4 Сокращения

АВО – аппарат воздушного охлаждения газа;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГИС – геофизические исследования в скважинах;

ГМК – газомоторный компрессор;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГТУ – газотурбинная установка;

ЕСГ – единая система газоснабжения;

КС – компрессорная станция;

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

## 5 Общие положения

5.1 Проектирование ПХГ должно проводиться с обеспечением требований Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1], Федерального закона «О недрах» [2], Федерального закона «Об охране окружающей среды» [3].

5.2 Подготовка, согласование и утверждение проектной документации проводится в соответствии с положением, утвержденным Правительством Российской Федерации [4].

5.3 Технические средства ПХГ должны обеспечивать бесперебойное функционирование процессов закачки, хранения и отбора газа.

## 6 Этапы проектирования

6.1 Проектирование ПХГ включает разработку:

- технологического проекта ПХГ;
- проектной документации на строительство скважин;
- проектной документации на наземное обустройство ПХГ.

6.2 Разработка технологического проекта создания и эксплуатации ПХГ проводится в соответствии с правилами безопасности, утвержденными Госгортехнадзором России [5], требованиями, утвержденными Минприроды России [6] и разделом 7 настоящего стандарта.

6.3 При разработке технологического проекта создания и эксплуатации ПХГ разрабатывается регламент объектного мониторинга.

6.4 Регламент объектного мониторинга разрабатывается в соответствии с правилами безопасности, утвержденными Госгортехнадзором России[5].

6.5 Разработка проектной документации на строительство скважин проводится в соответствии с положением, утвержденным Правительством Российской Федерации [7], ФНиП ПБ, утвержденными Ростехнадзором России [8], ГОСТ 17.1.3.12, ведомственными строительными нормами, утвержденными Мингеологии СССР [9] и разделом 8 настоящего стандарта.

6.6 Разработка проектной документации на строительство, реконструкцию и техническое перевооружение наземных зданий и сооружений проводится в соответствии с положением, утвержденным Правительством Российской Федерации [7], ФНиП ПБ, утвержденными Ростехнадзором России [8], разделом 9 настоящего стандарта.

6.7 В составе проектной документации на строительство, реконструкцию или техническое перевооружение наземных зданий и сооружений разрабатывается Декларация промышленной безопасности.

6.8 Декларация промышленной безопасности разрабатывается в

соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1], порядком, утвержденным Ростехнадзором России [10].

## 7 Расчет технологических показателей

7.1 Расчет технологических показателей проводится в составе разделов «Расчетные параметры и показатели создаваемого ПХГ» и «Технологическая часть» технологического проекта на создание и эксплуатацию ПХГ в соответствии с требованиями, утвержденными Минприроды России [6].

7.2 Расчетные параметры и показатели создаваемого ПХГ в соответствии с требованиями, утвержденными Минприроды России [6] включают:

- место размещения в ЕСГ и назначение ПХГ;
- этапы и сроки строительства ПХГ;
- динамику производительности ПХГ в периоды отбора (закачки) газа;
- продолжительность периодов отбора (закачки) газа;
- активный объем газа;
- исходные расчетные параметры для технологического проектирования.

7.3 Место размещение в ЕСГ и назначение ПХГ определяется заказчиком технологического проекта создания и эксплуатации ПХГ.

7.4 Заполнение объекта хранения газом следует проектировать поэтапно. Объем газа, подлежащий закачке на каждом этапе, определяется приемистостью эксплуатационных скважин.

7.5 При заполнении объекта хранения газом следует обеспечить возможность выполнения регламента объектного мониторинга, включая контроль следующих показателей:

- объем газа в пласте-коллекторе;
- газонасыщенный поровый объем;

- толщины газонасыщенности;
- давление газа в объекте хранения;
- положение газоводяного контакта;
- наличие газа в контрольных горизонтах.

7.6 Продолжительность полного отбора активного объема газа не должна превышать 170 суток.

7.7 Динамика производительности ПХГ в периоды отбора газа определяется необходимыми объемами сглаживания неравномерности региона.

7.8 Исходные данные составляются в соответствии ПБ 08-621-03 (раздел V) [5].

7.9 Технологическая часть в соответствии с требованиями, утвержденными Минприроды России [6] включает:

- обоснование максимального пластового давления;
- обоснование суточных темпов закачки и отбора газа;
- обоснование активного объема газа;
- обоснование буферного объема газа;
- оценку максимального газонасыщенного порового объема;
- оценку максимального контура распространения газа по площади структуры;
- обоснование диаметра НКТ;
- оценку суточной производительности эксплуатационных скважин;
- результаты прогнозных расчетов динамики основных параметров эксплуатации объекта хранения при создании и циклической эксплуатации;
- обоснование количества и схема размещения наблюдательных, контрольных, геофизических, поглотительных скважин на площади ПХГ;
- оценку мощности КС;
- программу исследований в период эксплуатационного бурения скважин;
- регламент объектного мониторинга недр на период опытно-промышленной

эксплуатации ПХГ;

- конструкцию скважин (наземное и подземное оборудование).

7.10 Максимальное пластовое давление в объекте хранения газа ограничивается возможностью объекта хранения газа сохранять герметичность.

7.11 Минимальные суточные темпы отбора газа должны обеспечивать вынос жидкости из НКТ, исключающий самозадавливание скважин, и вынос механических примесей, исключающий их скопление в НКТ.

7.12 Максимальные суточные темпы отбора и закачки газа не должны приводить к разрушению пласта-коллектора.

7.13 Активный объем газа в объекте хранения ограничивается емкостью ловушки и количеством газа, необходимым для компенсации колебания газопотребления региона.

7.14 Буферный объем газа должен обеспечивать давление в конце сезона отбора, необходимое для поддержания проектной суточной производительности ПХГ; ограничение продвижения пластовой воды в газоносную область объекта хранения.

7.15 Буферный объем газа должен составлять не менее 60 % от активного объема газа.

7.16 Контур максимального распространения газа по площади структуры должен находиться в пределах замыкающей изогипсы.

7.17 Диаметр НКТ должен обеспечивать:

- проектную производительность скважины;
- скорость потока газа, обеспечивающий вынос жидкости из НКТ, исключающей самозадавливание скважины;
- скорость потока газа, обеспечивающую вынос механических примесей, исключающую их скопление в НКТ.

7.18 Оценка суточной производительности эксплуатационных скважин проводится исходя из проницаемости пласта-коллектора в зоне эксплуатационных

скважин и величин интервалов перфорации.

7.19 Размещение наблюдательных и контрольных скважин на площади ПХГ должно обеспечивать контроль возможных утечек газа при нарушении герметичности пласта-покрышки и при уходе газа за пределы объекта хранения.

7.20 Размещение поглотительных скважин проводится в соответствии с разделом 10 настоящего стандарта.

7.21 Размещение эксплуатационных, наблюдательных и нагнетательных скважин на территории горного отвода ПХГ следует выполнять с учетом требований ФНиП ПБ, утвержденных Ростехнадзором России [8].

7.22 В программу исследований в период эксплуатационного бурения рекомендуется включать ГИС для разведочных скважин по ГОСТ Р 53709.

7.23 Конструкция скважин и устанавливаемое наземное и подземное оборудование проектируются в соответствии с ФНиП ПБ, утвержденными Ростехнадзором России[8], правилами безопасности, утвержденными Госгортехнадзором России [5] и разделом 8 настоящего стандарта.

## 8 Проектирование подземных сооружений

8.1 Проектирование скважин следует осуществлять с учетом требований ФНиП ПБ, утвержденных Ростехнадзором России [8].

8.2 Конструкция скважины должна обеспечивать достижение проектных режимов закачки и отбора газа, предусматривать возможность проведения необходимых исследований и ремонтных работ.

8.3 Технические и технологические решения по креплению скважин обсадными колоннами должны обеспечивать:

- герметичность объекта хранения и отсутствие перетоков газа из объекта хранения в вышележащие горизонты по заколонному пространству;
- герметичность соединений труб обсадных колонн;

– отсутствие межколонных перетоков пластовых флюидов;

– стойкость материала обсадных труб и цементного камня к агрессивному воздействию пластовых флюидов и термобарическим воздействиям.

- контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- возможность аварийного глушения скважины;
- испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность.

8.4 Конструкция эксплуатационной колонны должна включать заколонный пакер, отделяющий продуктивный пласт от цементируемого пространства скважины. Заколонный пакер следует устанавливать в нижней части покрышки пласта-коллектора.

8.5 Высота подъема тампонажного раствора над кровлей пласта-коллектора, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны должна составлять не менее 500 м.

8.6 Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется для каждой скважины отдельно, после точного определения глубины залегания кровли пласта-коллектора комплексом ГИС.

8.7 Эксплуатационная колонна должна полностью перекрывать пласт-покрышку.

8.8 В скважинах, вскрывающих слабосцементированные пласты-коллекторы, должны быть предусмотрены меры по предотвращению пескопроявлений из пласта в ствол скважины и разрушению породы в процессе эксплуатации скважины.

8.9 Средства задержания пластового песка должны устанавливаться на этапе заканчивания скважины.

8.10 К средствам задержания пластового песка относятся:

- забойные фильтры различных конструкций;
- химические методы крепления и гидрофобизации породы пласта-

коллектора.

8.11 Конструкция и размеры противопесочного фильтра должны обеспечивать возможность его ремонта или замены в процессе эксплуатации скважины.

8.12 Для предупреждения пескопроявления в скважинах ПХГ рекомендуется установка гравийных фильтров.

8.13 При ожидаемом дебите газа из скважины более 500 000 м<sup>3</sup>/сут и расположении устья скважины менее чем в 500 м от населенного пункта должно быть предусмотрено заканчивание скважины по пакерной схеме.

8.14 При пакерной схеме эксплуатации подземное оборудование скважины должно включать:

- лифтовую колонну;
- клапан-отсекатель;
- телескопическое соединение;
- ингибиторный клапан;
- циркуляционный клапан;
- разъединитель колонны;
- эксплуатационный пакер;
- подпакерный хвостовик с воронкой на башмаке (при отсутствии забойного фильтра).

8.15 Ингибиторный клапан в случае отсутствия в стволе скважины условий для гидратообразования или при отсутствии необходимости защиты НКТ и устьевого оборудования от воздействия агрессивных компонентов допускается не устанавливать.

8.16 При пакерной схеме эксплуатации секции лифтовой колонны выше эксплуатационного пакера должны комплектоваться из НКТ с высокогерметичными резьбовыми соединениями в соответствии с стандартом Американского института нефти [11], ГОСТ Р52203 и ГОСТ 633; подпакерный хвостовик допускается

комплектовать из гладких НКТ по ГОСТ 633.

8.17 Затрубное пространство выше пакера должно быть заполнено надпакерной жидкостью.

8.18 Оборудование устья скважин должно соответствовать ФНиП ПБ, утвержденным Ростехнадзором России [8], ГОСТ 13846, ГОСТ Р 51365.

## 9 Проектирование наземных зданий и сооружений

### 9.1 Общие положения

9.1.1 Генеральный план наземного обустройства ПХГ разрабатывается в соответствии со СП18.13330.

9.1.2 Наземное обустройство ПХГ рекомендуется проектировать с применением блочно-комплектных устройств по руководящему документу, утвержденному Миннефтегазстроем СССР [12].

9.1.3 Проектирование производственных процессов следует проводить с учетом требований ГОСТ 12.3.002.

9.1.4 Оборудование, применяемое в наземных зданиях и сооружениях должно соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.003.

9.1.5 Оборудование, применяемое в наземных зданиях и сооружениях должно соответствовать требованиям эргономики по ГОСТ 12.2.049.

9.1.6 Органы управления производственным оборудованием должны соответствовать ГОСТ 12.2.064.

9.1.7 Наземные здания и сооружения должны отвечать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004.

9.1.8 Проектные решения по размещению противопожарных устройств должны соответствовать строительным нормам и правилам, утвержденным Госстроем СССР [13].

9.1.9 При проектировании ПХГ следует соблюдать требования СП 132.13330.2011 для объектов производственного назначения класса 3.

9.1.10 Уровень вибрации в зданиях ПХГ должен соответствовать санитарным нормам, утвержденным Госкомсанэпиднадзором России [14].

9.1.11 Допустимые уровни шума на рабочих местах должны соответствовать ГОСТ 12.1.003.

9.1.12 Применяемые на ПХГ электроустановки должны соответствовать требованиям ГОСТР 12.1.019, ГОСТ 30852.0, ГОСТ 12.2.007.

9.1.13 Качество электроэнергии должно соответствовать ГОСТ Р 54149.

9.1.14 Проектируемые наземные здания и сооружения должны соответствовать требованиям взрывобезопасности по ГОСТ 12.1.010.

9.1.15 Рабочие зоны наземного обустройства ПХГ должны соответствовать СП 2.2.2.1327.

9.1.16 При проектировании наземного оборудования следует предусматривать опознавательную окраску производственного оборудования и коммуникаций в соответствии с ГОСТ 14202.

9.1.17 Проектирование мест установки предохранительных клапанов следует выполнять в соответствии с правилами безопасности, утвержденными Госгортехнадзором России [15]. Предохранительные клапаны должны соответствовать ГОСТ 12.2.085.

9.1.18 На ПХГ следует предусматривать мероприятия по предупреждению замерзания технологических жидкостей в оборудовании и коммуникациях.

9.1.19 При проектировании сооружений и технологического оборудования ПХГ следует предусматривать мероприятия по предупреждению гидратообразования в технологическом оборудовании, а также возможность ликвидации гидратных пробок.

9.1.20 Мероприятия по предотвращению гидратообразования:

- обогрев отдельных узлов оборудования;
- ввод в поток газа ингибиторов гидратообразования;

- применение плавных переходов диаметров в трубопроводах;
- уменьшение турбулентности потока газа;
- периодическое удаление жидкости из оборудования и трубопроводов.

9.1.21 При проектировании наземного обустройства ПХГ следует оценивать степень коррозионного воздействия на технологическое оборудование и предусматривать противокоррозионные мероприятия.

9.1.22 Рекомендуются следующие противокоррозионные мероприятия:

- ввод ингибиторов коррозии;
- защитное покрытие труб;
- электрохимическая защита.

9.1.23 Защита от коррозии промысловых трубопроводов должна соответствовать ГОСТ Р 51164.

9.1.24 Оборудование, размещенное подземно, должно быть защищено от коррозии в соответствии с ГОСТ 9.602.

9.1.25 Наземное обустройство ПХГ должно быть оборудовано производственной связью, обеспечивающей обмен информацией между персоналом, управляющим технологическими процессами.

## 9.2 Трубопроводы.

9.2.1 Проектирование промысловых трубопроводов проводится в соответствии с СП 36.13330.

9.2.2 Проектирование стальных технологических трубопроводов проводится в соответствии со строительными нормами, утвержденными Госстроем СССР [16].

9.2.3 Трубопроводная арматура должна соответствовать ГОСТ Р 53672, ГОСТ Р 54808.

9.2.4 Проектирование неметаллических технологических трубопроводов проводится в соответствии со строительными нормами, утвержденными Госстроем СССР [17].

### 9.3 Установка сбора и распределения газа.

9.3.1 Установка сбора и первичной подготовки газа должна обеспечивать:

- сбор продукции эксплуатационных скважин;
- отделение капельной влаги от газа;
- предварительную очистку газа от механических примесей;
- замер расхода газа по отдельным скважинам и по ПХГ в целом;
- замер попутно добываемой жидкости;
- распределение газа из промыслового коллектора по скважинам.

### 9.4 Установка подготовки газа.

9.4.1 Установка подготовки газа должна обеспечивать:

- прием неочищенного газа от установки сбора и предварительной подготовки газа;
- очистку газа от механических примесей;
- осушку газа;
- выделение из газа метанольной воды (при использовании метанола на ПХГ);
- отбор проб газа.

9.4.2 Физико-химические показатели газа на выходе из установки подготовки газа должны соответствовать требованиям к физико-химическим показателям газа, подаваемого в магистральный газопровод.

9.4.3 Требования к физико-химическим показателям газа, подаваемого в магистральный газопровод, приведены в приложении А.

9.4.4 Для ПХГ, создаваемых в водоносных пластах-коллекторах и на базе газовых месторождений, рекомендуется применять абсорбционную осушку газа.

9.4.5 Для ПХГ, создаваемых на базе газоконденсатных и нефтяных месторождений, рекомендуется для осушки газа применять установки низкотемпературной сепарации.

9.4.6 В состав установки абсорбционной осушки газа должны входить:

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

9.4.7 В состав установки низкотемпературной сепарации должны входить:

- сепаратор;
- узел впрыска ингибитора гидратообразования;
- теплообменники;
- дроссели;
- холодильная машина;
- разделитель газового конденсата и воды с ингибитором гидратообразования.

## 9.5 Компрессорные станции.

9.5.1 Компрессорное оборудование должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.016.

9.5.2 КС включают:

- ГПА;
- систему сбора продуктов очистки;
- установку подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- установку охлаждения газа;
- технологические трубопроводы;
- системы электроснабжения, молниезащиты и заземления;
- АСУ ТП;
- средства технологической связи;
- систему маслоснабжения;

- систему воздухоснабжения;
- систему водоснабжения и канализации;
- систему теплоснабжения;
- средства противопожарной защиты и сигнализации.

9.5.3 Здание КС должно быть оснащено:

- грузоподъемным механизмом;
- системой принудительной вентиляции во взрывобезопасном исполнении;
- системой штатного освещения во взрывозащищенном исполнении,

напряжением 220 В;

- системой аварийного освещения;
- системой пожарной сигнализации и пожаротушения;
- системой обнаружения утечек;
- системой отопления.

9.5.4 Количество твердых и жидкых примесей в потоке газа должно соответствовать требованиям, предъявляемым заводами-изготовителями ГПА.

9.5.5 Забор воздуха на ГПА должен исключать загрязнение его газами и пылью.

9.5.6 На КС должен обеспечиваться замер расхода газа через каждый ГПА.

9.5.7 На КС следует предусматривать рабочие и резервные ГПА.

9.5.8 Рекомендуемое соотношение количества рабочих и резервных ГПА приведено в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Соотношение количества рабочих и резервных ГПА

Количество ГПА	
рабочих	резервных
2	1
3	1
4	2
5	2
6	2

9.5.9 На трубопроводной обвязке центробежных ГПА должна быть обеспечена возможность сброса газа из всех участков трубопроводной обвязки.

9.5.10 Отключение каждого ГПА от газовых коллекторов должно обеспечиваться при помощи запорной арматуры с дистанционно управляемыми приводом.

9.5.11 На нагнетательном трубопроводе ГПА следует предусматривать обратный клапан.

9.5.12 Конфигурация трубопроводной обвязки КС, наличие, конструкция и расположение опор должны обеспечивать компенсацию продольных перемещений от температурных и вибрационных деформаций.

9.5.13 Схема обвязки ГПА должна обеспечивать возможность обслуживания, ремонта и замены оборудования ГПА.

9.5.14 На каждом ГПА должен осуществляться замер топливного газа.

9.5.15 Применяемые ГТУ должны соответствовать ГОСТ 28775.

9.5.16 При использовании ГМК в качестве ГПА следует предусматривать средства гашения пульсации газового потока на всасывающих и нагнетательных трубопроводах.

9.5.17 На нагнетательных линиях ГМК следует предусматривать маслоуловители и маслосборники.

9.5.18 ГМК должны соответствовать правилам безопасности, утвержденным Госгортехнадзором России[18].

9.5.19 Установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа должна обеспечивать:

- очистку топливного, пускового и импульсного газа;
- подогрев и редуцирование топливного и пускового газа;
- измерение и учет расхода газа;
- осушку импульсного газа до температуры точки росы не выше минус 55 °C;
- замер расхода газа для каждого потребителя.

9.5.20 На КС следует предусматривать охлаждение газа после каждой ступени компримирования.

9.5.21 Охлаждение газа рекомендуется проводить применением АВО.

9.5.22 АВО должны соответствовать ГОСТ Р 51364 и ГОСТ ISO 13706.

9.5.23 Установка охлаждения газа должна обеспечивать равномерное распределение газа по АВО.

9.5.24 Следует предусматривать предупредительную сигнализацию и автоматическое включение резервных вентиляторов АВО при повышении температуры газа на выходе из АВО выше 45 °С.

9.5.25 Следует предусматривать аварийную сигнализацию и аварийное отключение КС при повышении температуры газа на выходе из АВО выше 70 °С.

9.5.26 Компрессорные установки сжатого воздуха должны соответствовать правилам безопасности, утвержденным Госгортехнадзором России[19].

## 9.6 Факельные установки

9.6.1 Факельные установки следует проектировать в соответствии с руководством, утвержденным Ростехнадзором России [20], ГОСТ 21204, ГОСТ Р 53681.

9.6.2 Факельная установка должна включать:

- факельный ствол с оголовком и газовым затвором;
- дистанционное электрозапальное устройство;
- подводящие трубопроводы топливного газа и горючей смеси;
- дежурные горелки с запальниками;
- средства контроля;
- средства автоматизации.

9.6.3 Высота факельной установки определяется допустимой концентрацией веществ в приземном слое воздуха. Предельно допустимая концентрация определяется в соответствии с общесоюзовым нормативным документом,

утвержденным Госкомгидрометом СССР [21]. Высота факельной установки должна быть не менее 10 м.

9.6.4 Скорость газа в устье факельного ствола должна исключать отрыв пламени.

9.6.5 Для продувки скважин рекомендуется применять горизонтальные факельные установки.

9.6.6 Горизонтальные факельные установки должны обеспечивать сжигание газов, содержащих жидкую фазу.

9.6.7 Трубопровод продувки шлейфов скважин следует прокладывать отдельно от других факельных линий и предусматривать перед врезкой в коллектор регулирующий штуцер.

9.7 Технологические установки должны иметь в своем составе АСУ ТП, обеспечивающие:

- автоматическое регулирование и дистанционный контроль за параметрами работы установок сбора и предварительной подготовки газа, установки подготовки газа, КС;

- контроль утечек газа в наружном технологическом оборудовании и производственных зданиях с сигнализацией о возникновении опасных концентраций в воздухе и отключением оборудования и коммуникаций, утративших герметичность;

- автоматическое обнаружение пожаров и активизация средств пожаротушения.

9.8 АСУТП должны соответствовать ГОСТ 24.104.

## **10 Полигон захоронения промышленных стоков**

10.1 Полигон захоронения промышленных стоков должен обеспечивать:

- сбор и подготовку промышленных стоков к захоронению;

- перекачку промышленных стоков до нагнетательных скважин и закачку их в поглощающий пласт-коллектор;
- предотвращение разливов промышленных стоков на поверхность;
- возможность проведения обслуживания и ремонта оборудования;
- возможность замера уровней и отбора проб флюидов из скважин;
- возможность проведения геофизических исследований в скважинах.

10.2 Полигон захоронения промышленных стоков включает следующие составляющие:

- производственную канализацию;
- установку сбора и подготовки промышленных стоков к захоронению;
- резервуары (для сбора промышленных стоков, для накопления промышленных стоков);
- насосные установки;
- инженерные коммуникации;
- нагнетательные скважины;
- наблюдательные и контрольные скважины;
- поглощающий пласт-коллектор.

10.3 Проектные решения по захоронению промышленных стоков в пласт-коллектор должны предотвращать попадание загрязняющих веществ в почвы, поверхностные и подземные воды, используемые в питьевых, медицинских, хозяйствственно-бытовых целях.

10.4 Поглощающий пласт-коллектор и его покрышка (покрышки) должны соответствовать следующим требованиям:

- надежная изоляция вышележащих водоносных пластов-коллекторов от промышленных стоков;
- отсутствие в пластах-покрышках литологических окон и тектонических нарушений;
- наличие вышележащего буферного горизонта.

10.5 Не допускается использование в качестве полигона захоронения промышленных стоков поглощающего пласта, при наличии в пределах прогнозного растекания промышленных стоков полезных ископаемых в промышленных объемах.

10.6 Промышленные стоки, подлежащие захоронению должны соответствовать следующим условиям:

- быстрое выпадение в осадок механических примесей;
- всплытие нефтепродуктов;
- отсутствие осадка при смешении промышленных стоков и пластовых жидкостей;
- отсутствие набухания глин при контакте с промышленными стоками;
- отсутствие развития биологических и химических процессов в поглощающем пласте при захоронении промышленных стоков.

10.7 Наблюдательные скважины следует размещать на расстоянии трехкратного прогнозного растекания промышленных стоков от нагнетательных скважин.

10.8 Границы горного отвода полигона захоронения промышленных стоков устанавливаются в соответствии с прогнозными расчетами подземного растекания промышленных стоков в течение проектного периода эксплуатации полигона захоронения промышленных стоков.

10.9 При применении термической нейтрализации промышленных стоков должно быть предотвращено запыление атмосферы механическими примесями.

10.10 Термическая нейтрализация должна приводить к полному выгоранию горючих соединений в промышленных стоках и переводу механических примесей в состояние, пригодное для складирования на полигоне твердых отходов или последующего технологического использования.

10.11 Нейтрализаторы должны обеспечивать непрерывный режим работы (возможность выгрузки сухого остатка без выключения аппаратов из работы).

10.12 Проектная документация на захоронение промышленных стоков должна соответствовать требованиям, утвержденным Минприроды России [6].

## 11 Охрана окружающей среды

11.1 При разработке проектной документации на строительство и эксплуатацию ПХГ при проектировании природоохранных мероприятий проводятся:

- оценка воздействия ПХГ на окружающую среду;
- определение возможности минимизации вредного воздействия ПХГ на окружающую среду;
- определение альтернативных вариантов создания ПХГ.

11.2 Оценка воздействия ПХГ на окружающую среду содержит:

- характеристику существующего состояния компонентов окружающей среды в районе размещения ПХГ до реализации проектных решений;
- виды, источники и интенсивность существующего техногенного воздействия в рассматриваемом районе;
- характер, объем и интенсивность предполагаемого воздействия проектируемого ПХГ на компоненты окружающей среды в процессе строительства и эксплуатации ПХГ;
- возможность аварийных ситуаций и их последствия;
- эколого-экономические и социальные последствия реализации проекта.

11.3 Виды воздействия ПХГ на окружающую среду:

- на атмосферный воздух;
- на водную среду (включая поверхностные и подземные воды);
- на недра;
- воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду;
- на растительный и животный мир;

- на почвенный покров;
- воздействие на общее санитарное состояние территорий и население.

11.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха:

- минимизация выбросов загрязняющих веществ;
- обезвреживание загрязняющих веществ;
- снижение приземных концентраций загрязняющих веществ;
- предупреждение аварийных ситуаций.

11.5 Мероприятия по сокращению водопотребления и водоотведения;

- замена водоемких технологических процессов безводными или маловодными;
- замена водяного охлаждения технологического оборудования воздушным;
- сокращение потребления воды питьевого качества на технологические нужды.

11.6 Мероприятия по снижению воздействий на водные объекты:

- установление зон санитарной охраны вокруг сооружений водозабора в соответствии с санитарными правилами и нормами, утвержденными Госкомсанэпиднадзором России [22];
  - проведение контроля качества питьевых и сточных вод;
  - соблюдение технологии очистки сточных вод на очистных сооружениях;
  - проведение плановых ремонтов водопроводной и канализационной сетей;
  - предотвращение аварийных ситуаций на водозаборных и канализационных сооружениях;
- создание сети наблюдательных скважин для контроля качества подземных вод;
- регулярные наблюдения за водными объектами и их водоохранными зонами;
- сбор и временное складирование отходов производства и потребления в

специально отведенных и оборудованных местах с дальнейшей их утилизацией.

11.7 Мероприятия по охране недр:

- контроль за формированием газовой залежи и изменением контуров газоносности в процессе закачек и отборов газа;
- наблюдения за изменением газонасыщенности пласта-коллектора и контрольных пластов-коллекторов;
- контроль за динамикой пластовых давлений в пласте-коллекторе;
- уточнение фильтрационно-емкостных параметров пласта-коллектора;
- контроль герметичности пласта-покрышки объекта хранения газа;
- контроль за геохимическими показателями пластовых вод вышезалегающих пластов-коллекторов;
- защита территорий от проседаний земной поверхности и связанных с просадками других физико-геологических процессов.

11.8 Мероприятия по снижению воздействия на растительный и животный мир:

- снижение площади зоны влияния ПХГ за счет сокращения числа факторов вредного воздействия и уменьшение их интенсивности;
- искусственное воспроизводство биоресурсов.

11.9 При попадании в зону влияния ПХГ особо охраняемых территорий следует предусматривать мероприятия по созданию охраняемых территорий в новых местах.

11.10 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров:

- инженерная подготовка территории;
- обоснование способов снятия, хранения и использования плодородного слоя почвы;
- проведение работ по рекультивации нарушенных земель;
- выполнение противоэрозионных работ;
- контроль за химическими показателями почвенного покрова;

- сбор, утилизация производственных отходов, бытового мусора и пятен нефтепродуктов в местах их разлива.

## Приложение А

(справочное)

### Физико-химические показатели газа, поставляемого в магистральный газопровод

Таблица А.1— Физико-химические показатели газа, подаваемого в магистральный газопровод

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов		Метод испытания
	умеренного	холодного	
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
2 Температура точки росы по воде ( $T_{TP_B}$ ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °C, не выше: - зимний период - летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0	По ГОСТ 20060 или ГОСТ Р 53763
3 Температура точки росы по углеводородам ( $T_{TP_{uv}}$ ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 Мпа, °C, не выше: - зимний период - летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0	По ГОСТ Р 53762
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007		По ГОСТ Р 53367 или ГОСТ 22387.2
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016		По ГОСТ Р 53367 или ГОСТ 22387.2
6 Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030		По ГОСТ 26374 или ГОСТ Р 53367
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> , не менее	31,80		По ГОСТ 31369
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001		По ГОСТ 22387.4
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно		По ГОСТ 17310 или ГОСТ 31369

Примечания

1 Макроклиматические районы определяют по ГОСТ 16350.

2 Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля. Периоды могут быть изменены по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.

3 Для газа, в котором содержание углеводородов  $C_{5+высш}$  не превышает  $1,0 \text{ г}/\text{м}^3$ , показатель 3 допускается не нормировать.

4 Если значение любого из показателей 4–6, 10 в течение года не превышает  $0,001 \text{ г}/\text{м}^3$ , то в дальнейшем данный показатель определяют не реже 1 раза в год по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.

5 Стандартные условия для определения показателей 7 и 11 указаны в ГОСТ 31369 (таблица Р.1). Стандартная температура при приведении объема газа к стандартным условиям равна  $20,0^\circ\text{C}$ .

6 При расчетах показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

7 Для ПХГ, введенных в действие до 2000 г., допускается превышение норм показателей 2, 3, 9 по согласованию с организацией, эксплуатирующей магистральный газопровод.

## Библиография

- [1] Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- [2] Федеральный закон от 21.02.92 №2395-1 «О недрах»
- [3] Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- [4] Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118)
- [5] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 08-621-03      Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах
- [6] Требования к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добывчей полезных ископаемых (утверждены приказом Минприроды Российской Федерации от 27.10.2010 № 464)
- [7] Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87)
- [8] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (ФНиП ПБ) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждены приказом Ростехнадзора России от 12.03.2013 № 101)
- [9] Ведомственные строительные нормы Мингеологии СССР ВСН 39-86      Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ
- [10] «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений» (утвержден приказом Ростехнадзора России от 29.11.2005 № 893)
- [11] Стандарт Американского института нефти API SPEC 5 CT<sup>1)</sup>      Specification for Casing and Tubing (US Customary Units), Fourth Edition, November 1, 1992 American Petroleum Institute

---

<sup>1)</sup> Официальный текст стандарта находится во ФГУП «Стандартинформ».

- [12] Руководящий документ Миннефтегазстроя СССР РД 102-005-88 Комплектно-блочный метод строительства наземных объектов. Общие требования
- [13] Строительные нормы и правила Российской Федерации СанПиН 2.01.02-85 Противопожарные нормы
- [14] Санитарные нормы Российской Федерации СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
- [15] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- [16] Строительные нормы Госстроя СССР СН 527-80 Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов
- [17] Строительные нормы Госстроя СССР СН 550-82 Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб
- [18] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-582-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах
- [19] Правила безопасности Госгортехнадзора России ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов
- [20] Руководство по безопасности факельных систем (утверждено приказом Ростехнадзора России от 26.12.2012 № 779)
- [21] Общесоюзный нормативный документ Госкомгидромета СССР ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия
- [22] Санитарные правила и нормы Российской Федерации СанПиН 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения

УДК

OKC91.040.01

Ключевые слова: подземное хранилища газа, нормы проектирования

Генеральный директор  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
канд. техн. наук

\_\_\_\_\_ П.Г.Цыбульский

Руководитель разработки,  
Начальник лаборатории  
стандартизации и сертификации \_\_\_\_\_ С.Н.Десяткин

Исполнители:

Научный сотрудник  
сектора нормативно-правового обеспечения ПХГ  
Лаборатория технологического проектирования ПХГ \_\_\_\_\_ С.А.Кузнецов