



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик - ЗАО «Пургаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ
ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ЗАО «ПУРГАЗ» ГУБКИНСКОГО
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(Договор № 0497.135.002.2018/0007)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 1. «Пояснительная записка»
Часть 1. Общая пояснительная записка**

0497.135.002.П.0007-ПЗ1

Том 1.1

| Изм. | № док. | Подп. | Дата |
|------|---------|-------|----------|
| 3 | 1842-22 | Жуков | 29.03.22 |
| | | | |
| | | | |



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик - ЗАО «Пургаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ
ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ЗАО «ПУРГАЗ» ГУБКИНСКОГО
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(Договор № 0497.135.002.2018/0007)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 1. «Пояснительная записка»
Часть 1. Общая пояснительная записка**

0497.135.002.П.0007-ПЗ1

Том 1.1

| | |
|----------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подпись и дата | |
| Инв. № подл. | |

Главный инженер Тюменского филиала

М.П. Крушин

Главный инженер проекта

И.И. Жуков

| Разрешение | | Обозначение | 0497.135.002.П.0007-ПЗ1.РИ | | |
|------------|------|--|---|-----|---|
| 1842-22 | | Наименование объекта строительства | Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения | | |
| Изм. | Лист | Содержание изменения | | Код | Примечание |
| 3 | Все | Листы заменены. Внесена информация о дополнении №3 к техническим требованиям, добавлено Приложение 5. | | 25 | На основании письма ЗАО "Пургаз" № 555/10 от 29.03.2022 |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | |
|--------------|---------|
| Согласовано: | 03/2022 |
| | |
| | |
| | |
| Н.контр. | |
| | |
| | |
| | |

| | | | | | | | |
|----------|--------|--|----------|---|-----------------------|------|--------|
| Изм.внес | Жуков | | 29.03.22 |  | Технологический отдел | Лист | Листов |
| Составил | Жуков | | 29.03.22 | | | | |
| ГИП | Жуков | | 29.03.22 | | | | |
| Утв. | Крушин | | 29.03.22 | | | | 1 |

| Разрешение | | Обозначение | 0497.135.002.П.0007-ПЗ1.РИ | | | |
|------------|------|---|---|-----|--|--|
| 887-21 | | Наименование объекта строительства | Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения | | | |
| Изм. | Лист | Содержание изменения | | Код | Примечание | |
| 2 | 2-63 | Листы заменены. Внесены изменения в таблицу «Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов», Откорректированы площади земельных участков. | | 11 | На основании письма ПУРГАЗ ЗАО № 2033/10 от 06.12.2021 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

| | | | |
|--------------|----------|----------|----------|
| Согласовано: | И.контр. | Грищенко | 12.21 |
| | Изм.внес | Аббасов | 09.12.21 |
| | Составил | Аббасов | 09.12.21 |
| | ГИП | Грищенко | 09.12.21 |
| УТВ. | Крушин | 09.12.21 | |

| | | | | | |
|----------|----------|----------|---|------|--------|
| Изм.внес | Аббасов | 09.12.21 |  Технологический отдел | Лист | Листов |
| Составил | Аббасов | 09.12.21 | | 1 | 1 |
| ГИП | Грищенко | 09.12.21 | | | |
| УТВ. | Крушин | 09.12.21 | | | |

| Разрешение | | Обозначение | 0497.135.002.П.0007-ПЗ1.РИ | | |
|------------|--------------|--|---|-----|--|
| 569-21 | | Наименование объекта строительства | Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения | | |
| Изм. | Лист | Содержание изменения | | Код | Примечание |
| 1 | 11 | Листы заменены. Внесены изменения на основании замечаний заказчика | | 11 | На основании письма ПУРГАЗ ЗАО № 24/10 от 13.01.2021 |
| | 14 | Лист заменен. Внесены изменения на основании замечаний заказчика (В состав объектов подлежащих реконструкции добавлены кусты газовых скважин №1...25) | | | |
| | 15 | Лист заменен. Откорректирована производительность газа на входе УКПГ с годовой на суточную | | | |
| | 16, 17 | Листы заменены. Внесены изменения на основании замечаний заказчика | | | |
| | 21,23, 36-37 | Откорректировано мощность КТП | | | |
| | 28 | Лист заменен. Внесены изменения на основании замечаний заказчика. Исключен текст | | | |
| | 32, 33 | Листы заменены. Внесены изменения на основании замечаний заказчика (в таблицах 4.1 и 4.2 откорректирован годовой расход масла) | | | |
| | 36,37 | Добавлено наименование кранов. | | | |
| | 41, 42, 57 | Листы заменены. Внесены изменения на основании замечаний заказчика | | | |
| | | | | | |

| | | |
|--------------|----------|----------|
| Согласовано: | И.контр. | 19.02.21 |
| | Т.качук | |
| | | |
| | | |

| | | | | | | |
|----------|----------|--|----------|---|------|--------|
| Изм.внес | Контов | | 03.03.21 |  Технологический отдел | Лист | Листов |
| Составил | Контов | | 03.03.21 | | 1 | 1 |
| ГИП | Грищенко | | 03.03.21 | | | |
| УТВ. | Крушин | | 03.03.21 | | | |

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|---------------------------|--|---------------|
| 0497.135.002.П.0007-ПЗ1-С | Содержание тома 1.1 | |
| 0497.135.002.П.0007-СП | Состав проектной документации | Отдельный том |
| 0497.135.002.П.0007-ПЗ1 | Часть 1 Общая пояснительная записка Текстовая часть | |

| | | |
|-------------|--|--|
| Согласовано | | |
| | | |
| | | |
| | | |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Колуч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|-----------|--------|-------|---------|-------|-------|
| 3 | | Все | 1842-22 | | 03.22 |
| Разраб. | | Жуков | | | |
| Пров. | | | | | |
| ГИП | | Жуков | | | |
| Н. контр. | | | | | |

0497.135.002.П.0007-ПЗ1-С

Содержание тома 1.1

Стадия Лист Листов

П 1



Список исполнителейБюро ГИПов

Главный инженер проекта _____

И.И. Жуков

Главный специалист _____

С.Г. Мелёхин

Содержание

| | |
|---|----|
| ЗАВЕРЕНИЕ | 4 |
| 1 Общие сведения..... | 5 |
| 1.1 Данные о заказчике и разработчике проектной документации | 5 |
| 1.2 Основание для проектирования | 6 |
| 2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации..... | 9 |
| 2.1 Исходные данные | 9 |
| 2.2 Отчетная документация по результатам инженерных изысканий | 9 |
| 2.3 Правоустанавливающие документы на объект | 10 |
| 2.4 Градостроительный план земельного участка | 10 |
| 2.5 Технические условия | 11 |
| 3 Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции | 12 |
| 3.1 Сведения о функциональном назначении объекта и номенклатура выпускаемой продукции, состав производства | 12 |
| 3.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции | 14 |
| 3.3 Состав и характеристика принятой технологической схемы производства | 14 |
| 3.3.1 Существующее положение УКПГ | 15 |
| 3.3.2 Существующее положение ДКС..... | 16 |
| 3.3.3 Существующее положение УППГ | 17 |
| 3.4 Состав и характеристика систем электроснабжения | 19 |
| 3.5 Состав и характеристика систем автоматизации технологических процессов..... | 21 |
| 3.6 Состав и характеристика линейных сооружений..... | 24 |
| 4 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии | 30 |
| 4.1 Сведения о потребности объекта капитального строительства в газе и масле..... | 30 |
| 4.2 Сведения о потребности объекта капитального строительства в воде..... | 32 |
| 4.3 Сведения о потребности объекта капитального строительства в электрической энергии | 34 |
| 5 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства..... | 39 |
| 6 Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах..... | 40 |
| 6.1 Сведения о сырьевой базе | 40 |
| 6.2 Потребности производства в воде | 40 |
| 6.3 Потребности производства в топливно-энергетических ресурсах..... | 42 |
| 7 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства..... | 44 |
| 8 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка, если такие размеры не установлены нормами отвода земель для конкретных видов деятельности, или правилами землепользования и застройки, или проектами планировки, межевания территории, - при необходимости изъятия земельного участка | 45 |
| 9 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства..... | 50 |

| | |
|---|----|
| 10 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, - в случае их изъятия во временное и (или) постоянное пользование.... | 51 |
| 11 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований | 52 |
| 12 Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства | 53 |
| 13 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий | 55 |
| 14 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства, значимости объекта капитального строительства для поселений (муниципального образования), а также о численности работников и их профессионально-квалификационном составе, числе рабочих мест, (кроме жилых зданий) и другие данные, характеризующие объект капитального строительства..... | 56 |
| 15 Сведения о компьютерных программах, которые использованы при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений..... | 58 |
| 16 Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов | 59 |
| 17 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения | 60 |
| Перечень обозначений и сокращений | 63 |

Приложения:

| | |
|---|----|
| Приложение 1 Задание на проектирование «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» утверждённое генеральным директором ЗАО «Пургаз» С.П. Стецюкевичем 10 октября 2019 г. | 64 |
| Приложение 2 Технические требования на разработку проектной документации по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» | 74 |
| Приложение 3 Дополнение 1 к Техническим требованиям на разработку проектной документации по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» | 91 |
| Дополнение № 2 к техническим требованиям на разработку проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения», полученные письмом ЗАО «Пургаз» от 08.07.2020 № 993/03 (Приложение 4)..... | 92 |
| Дополнение № 3 к техническим требованиям на разработку проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения», полученные письмом ЗАО «Пургаз» от 29.03.2022 № 555/10 (Приложение 5)..... | 95 |

ЗАВЕРЕНИЕ

о соответствии проектной документации

ООО «Газпром проектирование» как организация, разработавшая настоящую проектную документацию ЗАВЕРЯЕТ, что документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, требованиями по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений и сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Технические решения, принятые и реализованные в настоящей проектной документации, обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию опасных производственных объектов при соблюдении предусмотренных в проектной документации мероприятий.

Главный инженер проекта



(подпись, дата, Ф.И.О.)

И.И. Жуков

1 Общие сведения

1.1 Данные о заказчике и разработчике проектной документации

Заказчиком объекта «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» является Закрытое акционерное общество «Пургаз».

Почтовый адрес, телефон, факс и телетайп ЗАО «Пургаз» - 629830, Ямало-Ненецкий Автономный округ, г. Губкинский, микрорайон 16, д. 52, тел. (34936) 49-322, факс (34936) 49-340.

Генеральный директор - Святослав Петрович Стецюкевич.

Исполнителем проектной документации (далее – ПД) объекта «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» является Тюменский филиал общества с ограниченной ответственностью «Газпром проектирование» ПАО «ГАЗПРОМ» - Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование».

Адрес: 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2.

Директор филиала - Гагарин Максим Николаевич.

Тел.: (3452) 28-64-81 (приемная), факс (3452) 28-61-06.

Главный инженер – Крушин Михаил Павлович.

Тел.: (3452) 286-420, факс (3452) 286-106.

Главный инженер проекта – Жуков Илья Иванович.

Тел.: (3452) 28-65-69, факс (3452) 28-61-06.

1.2 Основание для проектирования

Проектная документация разработана на основании Задания на проектирование «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» утверждённое генеральным директором ЗАО «Пургаз» С.П. Стецюкевичем 10 октября 2019 г.

Основные технические решения «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъёмные сооружения»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 № 779 «Об утверждении Руководства по безопасности факельных систем»;
- Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

- ГОСТ 31843-2013 (ISO 137072000) Нефтяная и газовая промышленность. Компрессоры поршневые. Общие технические требования;
- ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности;
- ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчёта на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия;
- ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;
- ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;
- ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;
- ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент;
- СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;
- СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* Магистральные газопроводы;
- СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объёмно-планировочным и конструктивным решениям;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;
- СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
- ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов;
- ПБ 11-544-03 Правила безопасности при производстве и потреблении продуктов разделения воздуха;
- СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа;
- СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия;
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов

- СТО Газпром 2-3.5-230-2008 Типовые технические требования к устройствам подготовки газа на компрессорных станциях;
 - СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов;
 - ВРД 39-1.8-005-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ;
 - Правила устройства электроустановок – ПУЭ (седьмое издание);
- Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

2.1 Исходные данные

Для разработки проектной документации по объекту были приняты следующие исходные данные:

1) Задание на проектирование «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения», утвержденное генеральным директором ЗАО «Пургаз» С.П. Стецюкевичем 10.10.2019г. (Приложение 1).

2) Технические требования на разработку проектной документации по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» (Приложение 2).

3) Дополнение 1 к Техническим требованиям на разработку проектной документации по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» (Приложение 3).

4) Дополнение № 2 к техническим требованиям на разработку проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения», полученные письмом ЗАО «Пургаз» от 08.07.2020 № 993/03 (Приложение 4).

5) Протокол заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС «Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЗАО «Пургаз») № 04-18 от 23.05.2018г;

6) Письмо ЗАО «Пургаз» от 05.08.2020 №1116/03 об актуальных объемах поставки газа от месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО "СевКомНефтегаз".

7) Письмо ЗАО «Пургаз» №250/10 от 11.02.2021г, газопровод от куста №3 до точки врезки куста №2, от точки врезки куста №2 до точки врезки куста №4, от точки врезки куста №4 до точки врезки куста №1 и от точки врезки куста №1 до УКПГ Южного участка, в дальнейшем именуется **газовый коллектор №4**.

8) Дополнение № 3 к техническим требованиям на разработку проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения», полученные письмом ЗАО «Пургаз» от 29.03.2022 № 555/10 (Приложение 5).

2.2 Отчетная документация по результатам инженерных изысканий

Комплексные инженерные изыскания выполнены ООО «УралГео» в 2020 году.

Инженерно-экологические изыскания выполнены ООО «Газпром проектирование» в 2020 году.

2.3 Правоустанавливающие документы на объект

Проектируемый объект "Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения" расположен Пурпейском участковом лесничестве Таркосалинского лесничества, в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в кадастровых кварталах 89:05:030605, 89:05:020508, 89:05:020509.

Место размещения проектируемых объектов и границы испрашиваемых земельных участков представлены на ситуационном плане (том ПЗ2).

Изъятие земельных участков для государственных и муниципальных нужд не предусмотрено.

Установление сервитута, публичного сервитута не предусмотрено.

Проектируемый объект расположен на земельных (лесных) участках с кадастровыми номерами 89:05:030605:519 (ЕЗ 89:05:030605:1468), 89:05:020508:337, 89:05:020509:3006, 89:05:020509:660, 89:05:020509:90 (ЕЗ 89:05:000000:107), 89:05:020509:3040, 89:05:020509:3011, 89:05:020509:663 (ЕЗ 89:05:020509:659), 89:05:020509:1145, 89:05:020509:2480, 89:05:020509:3173, 89:05:020509:2484, 89:05:020509:2483, 89:05:020509:3325, 89:05:030605:3602, 89:05:030605:1854, 89:05:030605:3164, 89:05:030605:3163, 89:05:030605:4444, 89:05:020509:3011, 89:05:020509:706 (ЕЗ 89:05:000000:106), 89:05:020509:3322, 89:05:020509:2482, 89:05:020509:629, 89:05:020509:626, 89:05:030605:3602, 89:05:030605:4361, 89:05:030605:4497, 89:05:020509:3020, 89:05:020508:1064, 89:05:020509:3019, 89:05:020509:1041, 89:05:020509:3011, 89:05:030605:3602, 89:05:030605:3602, 89:05:030605:816, 89:05:020509:3019, 89:05:020508:1063, 89:05:020508:994, 89:05:020508:338, 89:05:020508:1036, 89:05:020508:1034, 89:05:030605:3602, 89:05:030605:3602.

2.4 Градостроительный план земельного участка

Выданы градостроительные планы земельных участков №RU 89503000-2019-739 от 27.08.2019г. (том ПЗ2).

2.5 Технические условия

Технические условия №1 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей установки предварительной подготовки газа по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №2 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей установки линейного кранового узла (ОК-2) по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №1 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей крановых узлов ГПА-1.1, ГПА-1.2, ГПА-1.3, ГПА-1.4 по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №2 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей установки линейного кранового узла (МК-4) по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №3 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей крановых узлов КР-213, КР-214, КР-215 по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №4 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей крановых узлов крановых узлов цеха подготовки топливного и импульсного газа по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №5 на электроснабжения вновь проектируемых потребителей крановых узлов Кр212, КЛ-2, КрТ1, Кр-26, Кр-33, Кр-65 по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №6 на электроснабжение вновь проектируемого потребителя мачта прожекторная №19 по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения»;

Технические условия №7 на электроснабжение вновь проектируемых потребителей крановых узлов Кл10, по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения».

3 Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции

3.1 Сведения о функциональном назначении объекта и номенклатура выпускаемой продукции, состав производства

Объекты подготовки газа Губкинского месторождения представляют собой комплекс сооружений, обеспечивающих приём сырья, его очистку, компримирование, охлаждение, осушку, замер и подачу в систему магистральных газопроводов. Комплекс сооружений подготовки Губкинского газового промысла, для которых предусматривается реконструкция или техническое перевооружение, состоит из следующих объектов:

- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- Дожимная компрессорная станция (ДКС);
- Установка предварительной подготовки газа (УППГ);
- **Кусты газовых скважин №1...25 Южного участка.**

Параметры газа, поступающего на вход УКПГ приведены в таблице 3.1.

УППГ предназначена для предварительной подготовки газа методом сепарации, при котором из газа выделяется жидкость в капельном виде, утилизации этой жидкости, ингибирования подготовленного газа для обеспечения безгидратных условий при его дальнейшей транспортировке на УКПГ Западно-Таркосалинского месторождения.

Таблица 3.1 – **Параметры газа, поступающего на вход УКПГ**

| Год | Объемы поступления пластового газа на УКПГ, млн.ст.м ³ /сут | | | | | Выход осушенного газа, млн.ст.м ³ /сут |
|--------------|--|------------------------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------|---|
| | Южный участок Губкинского ГП | ООО "СевКомНефтегаз" | ООО "РН-Пурнефтегаз" | | Сумма пластового газа | |
| | | Северо-Комсомольское месторождение | Тарасовское месторождение | Губкинское месторождение | | |
| 2023 (1 кв.) | 16,643 | 5,894 | 2,248 | 0,000 | 24,785 | 24,751 |
| 2023 (2 кв.) | 16,148 | 5,829 | 2,223 | 0,000 | 24,201 | 24,162 |
| 2023 (3 кв.) | 15,812 | 5,766 | 2,199 | 0,000 | 23,777 | 23,741 |
| 2023 (4 кв.) | 15,423 | 5,766 | 2,199 | 0,000 | 23,388 | 23,348 |
| 2024 (1 кв.) | 15,061 | 5,789 | 2,154 | 0,536 | 23,540 | 23,501 |
| 2024 (2 кв.) | 14,598 | 5,725 | 2,131 | 0,530 | 22,984 | 22,943 |
| 2024 (3 кв.) | 14,348 | 5,663 | 2,107 | 0,524 | 22,642 | 22,603 |
| 2024 (4 кв.) | 14,039 | 5,663 | 2,107 | 0,524 | 22,333 | 22,294 |
| 2025 | 13,089 | 5,484 | 1,959 | 0,444 | 20,977 | 20,937 |
| 2026 | 11,752 | 5,419 | 1,824 | 0,390 | 19,385 | 19,346 |
| 2027 | 10,640 | 4,945 | 1,692 | 0,343 | 17,619 | 17,584 |
| 2028 | 9,450 | 5,338 | 1,568 | 0,317 | 16,672 | 16,639 |
| 2029 | 8,591 | 5,580 | 1,439 | 0,293 | 15,903 | 15,871 |
| 2030 | 7,818 | 5,668 | 1,292 | 0,273 | 15,052 | 15,021 |
| 2031 | 7,066 | 6,233 | 1,125 | 0,256 | 14,680 | 14,649 |
| 2032 | 6,357 | 5,914 | 1,032 | 0,241 | 13,545 | 13,516 |
| 2033 | 5,695 | 5,527 | 0,935 | 0,227 | 12,383 | 12,357 |
| 2034 | 5,127 | 4,732 | 0,843 | 0,215 | 10,917 | 10,893 |
| 2035 | 4,749 | 4,280 | 0,755 | 0,204 | 9,988 | 9,966 |
| 2036 | 4,372 | 4,067 | 0,672 | 0,195 | 9,305 | 9,285 |
| 2037 | 3,899 | 3,704 | 0,578 | 0,186 | 8,367 | 8,348 |
| 2038 | 3,481 | 3,519 | 0,436 | 0,177 | 7,613 | 7,596 |
| 2039 | 3,046 | 3,338 | 0,242 | 0,170 | 6,796 | 6,781 |
| 2040 | 2,646 | 3,160 | 0,078 | 0,164 | 6,047 | 6,033 |
| 2041 | 2,340 | 3,008 | - | - | 5,348 | 5,336 |
| 2042 | 2,101 | 2,888 | - | - | 4,989 | 4,977 |
| 2043 | 1,885 | 2,781 | - | - | 4,666 | 4,655 |
| 2044 | 1,697 | 2,692 | - | - | 4,390 | 4,379 |
| 2045 | 1,585 | 2,561 | - | - | 4,146 | 4,136 |
| 2046 | 1,510 | - | - | - | 1,510 | 1,505 |
| 2047 | 1,406 | - | - | - | 1,406 | 1,400 |

3.2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Объекты подготовки газа Губкинского месторождения представляют собой комплекс сооружений, обеспечивающих приём сырья, его очистку, компримирование, охлаждение, осушку, замер и подачу в систему магистральных газопроводов. Комплекс сооружений подготовки Губкинского газового промысла, для которых предусматривается реконструкция или техническое перевооружение, состоит из следующих объектов:

- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- Дожимная компрессорная станция (ДКС);
- Установка предварительной подготовки газа (УППГ);
- **Кусты газовых скважин №1...25 Южного участка.**

На вход комплекса УКПГ-ДКС поступает газ от следующих источников:

- Газ от скважин Южного участка Губкинского месторождения по девяти коллекторам (2 коллектор...10 коллектор);
- Попутный нефтяной газ от Северо-Комсомольского месторождения ООО «СевКомНефтегаз» (подключение в рамках текущего проекта);
- Газ от Тарасовского **и Губкинского ГКМ.**

УППГ предназначена для предварительной подготовки газа методом сепарации, при котором из газа выделяется жидкость в капельном виде, утилизации этой жидкости, ингибирования подготовленного газа для обеспечения безгидратных условий при его дальнейшей транспортировке на УКПГ Западно-Таркосалинского месторождения.

Газ на УППГ поступает от скважин Северного участка Губкинского месторождения.

3.3 Состав и характеристика принятой технологической схемы производства

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначена для подготовки к транспорту газа южного участка Губкинского газового месторождения. На УКПГ также подготавливается природный **и попутный нефтяной** газ от Губкинского газоконденсатного месторождения и подготовка природного газа Тарасовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), подаваемого на вход дожимной компрессорной станции.

Технология комплексной подготовки газа к транспорту включает следующие процессы:

- сепарацию газа для очистки от капельной жидкости, выносимой из пласта;
- абсорбционную осушку газа раствором ТЭГа. В качестве абсорбента принят триэтиленгликоль (ТЭГ) концентрации 98,5 % массовых;
- регенерацию ТЭГа на установке **огневой** регенерации и возвращение его в технологический процесс осушки газа;

- дистанционное отключение шлейфов от УКПГ;
- защиту технологического оборудования от превышения давления;
- замер количества осушенного газа и подачу в газопровод внешнего транспорта;
- аварийное опорожнение установок на свечи рассеивания Ду150, Ду200, Ду1000;
- хранение ТЭГа, метанола и подпитка ими технологических установок.

В состав УКПГ входят следующие технологические сооружения и установки:

- цех входа и сепарации газа (ЦВиСГ), включающий установки переключающей арматуры;
- цех осушки газа и регенерации ТЭГа, включающий цех осушки газа (ЦОГ) с установкой осушки газа и узлом подготовки газа на собственные нужды; цех насосно-ёмкостного оборудования (ЦНЕО) и цех огневых регенераторов (ЦОР) с установкой регенерации ТЭГа;
- пункт измерения расхода газа (ПИР);
- склад химических реагентов, в состав которого входят: ёмкости хранения метанола, ёмкости хранения газового конденсата, ёмкости хранения ТЭГа, насосные химические реагенты № 1, № 2, ёмкость приёма метанола, ёмкость приёма ТЭГа, стояк наливной для метанола;
- дренажные ёмкости;
- свечи **рассеивания** газа DN 200, DN 150, DN1000;
- межцеховые технологические трубопроводы.

3.3.1 Существующее положение УКПГ

Пластовый газ с кустов газовых скважин южного участка Губкинского ГМ поступает в ЦВиСГ на установку сепарации газа из пяти блоков сепараторов. Газ от Губкинского ГКМ и Тарасовского НГКМ ООО «РН-Пурнефтегаз» поступает по трубопроводу Ду 500 через кран 7а на вход I-ой ступени ДКС через цех очистки газа (ЦОГ).

Отсепарированный от капельной жидкости газ через ЦОГ направляется для компримирования на дожимную компрессорную станцию (ДКС).

После компримирования и охлаждения на ДКС газ подаётся на установку осушки газа из пяти блоков абсорберов А – 201 (четыре рабочих, один резервный).

В абсорберах в результате контакта газа с триэтиленгликолем происходит извлечение влаги из газа и насыщение ТЭГа до концентрации от 95,5 % (насыщенный триэтиленгликоль - НТЭГ).

Осушенный газ через пункт коммерческого учёта газа с давлением до 7,35 МПа подаётся по газопроводу диаметром 1020 мм в систему магистральных газопроводов «Уренгой - Сургут – Челябинск» с точкой врезки в районе КС - 02 «Пурпейская».

Жидкость из сепараторов, через арматурные узлы (АР -1) подаётся в блок дегазатора метанола Д-401 (один рабочий, один резервный) после разгазирования направляется в дренажно-канализационную ёмкость.

Подача регенированного триэтиленгликоля (РТЭГа) в абсорберы и отвод НТЭГа, насыщенного газом, из абсорберов выполняется через арматурные блоки.

Автоматическое поддержание уровня водометанольного раствора в сепараторах С-101, дегазаторах Д-401, НТЭГа в абсорберах А-201 выполняется клапанами, регулирующими РУСТ с электроприводами ROTORK, установленными в арматурных блоках и узлах.

Автоматическое перекрытие трубопровода при аварийном понижении уровня жидкости в сепараторах С-101, в абсорберах А-201 выполняется клапанами отсечными РУСТ с электроприводом ROTORK.

Автоматическое поддержание давления газа в дегазаторах Д-401 выполняется регулирующими клапанами РУСТ с электроприводом ROTORK на линии выхода газа. Для осуществления безгидратного режима работы установки сепарации газа предусмотрена подача метанола от насосной химических реагентов в трубопровод входа газа каждого сепаратора С-101. Регулирование подачи метанола выполняется дозировочными насосами, расположенными в насосной химических реагентов.

3.3.2 Существующее положение ДКС

Дожимная компрессорная станция (ДКС) Губкинского газового месторождения предназначена для поддержания давления транспорта газа и расчетной производительности абсорберов цеха осушки газа при снижении давления на входе в УКПГ ниже минимально необходимого.

На ДКС производятся следующие технологические процессы:

- очистка компримируемого газа;
- сжатие (компримирование) газа на газоперекачивающих агрегатах;
- охлаждения скомпримированного газа;
- подготовка, редуцирование и подача топливного газа на ГПА;
- подготовка, осушка и подача импульсного газа к кранам ДКС;
- очистка и подача масла к газоперекачивающим агрегатам.

В настоящее время компримирование газа на ДКС осуществляется в три ступени

В составе ДКС предусмотрены следующие технологические сооружения и установки:

- установка очистки газа;
- установка компримирования газа, состоящая из десяти газоперекачивающих агрегатов;
- установка охлаждения газа;

- установка подготовки топливного и импульсного газа (УПТИГ), включающая:
 - а) цех подготовки топливного и импульсного газа,
 - б) подогреватели технологического газа,
 - в) ёмкости дренажные;
- установка масляного хозяйства, включающая:
 - а) насосную масел,
 - б) площадку ёмкостей масла,
 - в) дренажную емкость;
- дренажные ёмкости;
- свечи продувочные;
- внутриплощадочные технологические трубопроводы.

3.3.3 Существующее положение УППГ

Принципиальная технологическая схема подготовки газа на УППГ представлена на чертеже 0497.135.002.П.0007-УППГ-СХ-ТХ в томе 5.5.2.

УППГ предназначена для предварительной подготовки газа методом сепарации, при котором из газа выделяется жидкость в капельном виде, утилизации этой жидкости, ингибирования подготовленного газа для обеспечения безгидратных условий при его дальнейшей транспортировке на УКПГ Западно-Таркосалинского месторождения.

Для подготовки газа к транспорту на УППГ предусмотрены следующие технологические объекты:

- технологический корпус, поз. 1;
- блок переключений, поз. 2;
- свеча рассеивания;
- установка факельная горизонтальная;
- узел приема и подачи метанола;
- ёмкость дренажная;
- емкость для подачи метанола;
- трубопроводы технологические внутриплощадочные.

Газ от кустов скважин поступает на УППГ по газосборному коллектору-шлейфу диаметром 400 мм в цех сепарации технологического корпуса, поз. 1.

На входном трубопроводе ГС1 газа от кустов скважин установлен продувочный кран Кр1.2 для сброса газа от газосборного коллектора на горизонтальный факел УППГ. Поступивший в технологический корпус газ проходит через входной коллектор ВК1, служащий для улавливания возможных жидкостных пробок.

Далее газ направляется в сепараторы С1.1, С1.2 (рабочий и резервный) для окончательной сепарации. Для обеспечения необходимого выходного давления газа после УППГ перед сепараторами С1.1, С1.2 производится снижение давления газа регулятором давления РД1. Для предупреждения гидратообразования после РД1 предусмотрена подача метанола. На выходе сепараторов С1.1, С1.2 установлены узлы замера расхода газа.

Отсепарированный газ подается на вход в УКПГ.

Жидкость, выделившаяся во входном коллекторе ВК и сепараторах С1.1, С1.2, по уровню в аппаратах автоматически сбрасывается в выветриватели В1.1, В1.2 (рабочий и резервный). Рабочее давление в выветривателях поддерживается на уровне 0,6 МПа регуляторами давления, установленными в газовых обвязках В1.1, В1.2. Выделяющийся газ, ввиду его малого количества, отправляется на свечу рассеивания УППГ. Жидкость под собственным давлением 0,6 МПа от выветривателей отправляется в дренажную емкость, откуда откачивается передвижными средствами на утилизацию. Для защиты от превышения давления выветриватели оборудованы предохранительными клапанами, рассчитанными на давление полного открытия 0,69 МПа.

Для сброса жидкости по уровню с ВК1, С1.1, С1.2 служат блоки арматурные, в составе которых фильтр Ф1, клапан, регулирующий РУ с электроприводом для сброса жидкости из аппаратов по уровню, счетчик сбрасываемой жидкости, клапан отсекающий КО с электроприводом для исключения аварийного понижения уровня в аппаратах, ручные регуляторы давления РД для снижения давления жидкости в трубопроводах сброса жидкости в В1.1, В1.2.

Блок переключений, поз. 2 представляет собой неотапливаемое, проветриваемое укрытие, в котором установлены краны с пневмоприводами Кр01 и Кр02, предназначенные для планового или аварийного отключения УППГ от газосборного коллектора-шлейфа и межпромыслового газопровода на УКПГ.

Для обеспечения безгидратного режима работы межпромыслового газопровода на выходе из УППГ в поток газа подается метанол. В качестве резервной системы подачи метанола предусмотрена емкость метанола ЕЗ, установленная на отметке + 2,5 м на открытой площадке и работающая под давлением, равным давлению в межпромысловом газопровode. Подача метанола из емкости производится самотеком за счет разности отметок емкости и выходного коллектора подготовленного газа.

Для обеспечения газом потребителей, к которым относятся котельная, электростанция и факельная система, в цехе сепарации установлен блок редуцирования газа на собственные нужды. В его состав входят газовый фильтр, подогреватель газа, регулирующие линии для снижения входного давления до выходных давлений 0,3 и 0,6 МПа, расширительные камеры, замерные устройства для замера расхода газа по потребителям, предохранительные клапаны

для защиты линий подачи газа потребителям от превышения давления, запорно-отключающая арматура.

На собственные нужды используется газ после сепарации на С1.1, С1.2. Перед редуцированием производится подогрев газа греющим кабелем. На период остановки УППГ, а также в аварийном режиме, предусматривается подача газа на установку подготовки газа на собственные нужды из межпромыслового газопровода.

Опорожнение аппаратов от давления газа и сброс газа от предохранительных клапанов производится на свечу рассеивания СР1. Опорожнение аппаратов от жидкости – в дренажную емкость Е1.

3.4 Состав и характеристика систем электроснабжения

В рамках реконструкции и технологическом перевооружении объектов добычи газа в электротехнической части основных технических решений предусмотрено электроснабжение зданий и сооружений пяти этапов строительства

В объем 1 этапа строительства входит электроснабжение следующих объектов площадок УКПГ, ДКС:

- 1) Электроприемники ЗРА;
- 2) Электрообогрев ЗРА;
- 3) Наружное освещение.

В объемах 2 этапа электроснабжение не предусматривается;

В объем 3 этапа строительства входит электроснабжение кустов газовых скважин №№ 1-25. Южный участок;

- 1) Электроприемники ЗРА.

В объем 4 этапа строительства входит электроснабжение следующих объектов установки предварительной подготовки газа (УППГ):

- 1) Электроприемники ЗРА;

В объем 5 этапа строительства входит электроснабжение следующих объектов крановых узлов ОК-2, МК-4:

- 1) Электроприемники ЗРА;

Существующие объекты 1 этапа строительства, запроектированные по объекту «Обустройство южного участка Губкинского газового месторождения» шифр 1120:

- 1) Установка охлаждения газа (поз. 3), площадка ДКС;
- 2) Блочно-комплектно трансформаторная подстанция 2КТП-1600 “КТП с НКУ для АВО газа” площадка ДКС (КТП-12) площадка ДКС;
- 3) Энергетический блок(поз.8) (КТП-11) площадка ДКС;
- 4) Подстанция трансформаторная комплектная 2КТП-2500(поз.25) (КТП-15),

площадка ДКС;

- 5) Цех подготовки топливного и импульсного газа (поз.4.1) площадка ДКС;
- 6) Цеха ввода и сепарации газа (поз. 2), площадка УКПГ.

Существующие объекты 3 этапа строительства, запроектированные по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» шифр 1681:

- 1) Блочно-комплектно трансформаторная подстанция КТП-25, площадки кустов газовых скважин;
- 2) Блочно-комплектно трансформаторная подстанция КТП-40, площадки кустов газовых скважин.

Существующие объекты 4 этапа строительства, запроектированные по объекту «Обустройство северного участка сеноманской газовой залежи Губкинского месторождения. Первый этап строительства 1474»:

- 1) Технологический корпус (поз. 1), площадка УППГ;

Существующие объекты 5 этапа строительства, запроектированные по объекту «Обустройство южного участка Губкинского газового месторождения» шифр 1120:

- 1) Блочно-комплектно трансформаторная подстанция КТП-25, площадка кранового узла МК-4;
- 2) Корпус технологический (поз.1) площадка УППГ.

Итоговые данные этапов в таблице 1.1.

Таблица 3.1- Этапы строительства и годы ввода сооружений

| № этапа | Наименование объекта | Года ввода |
|---------|--|------------------|
| | Южный участок | |
| 1 | Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) Станция компрессорная дожимная (ДКС) Реконструкция | Первый год ввода |
| 2 | Газовый коллектор № 4 южного участка: | Первый год ввода |
| | -Крановый узел 1 | |
| | - Крановый узел 2 | |
| | - Узел запуска ОУ №1 | |
| | - Узел приема ОУ № 1 | |
| | - Замена отводов на газопроводе на переходе через р. Пурпе. | |
| 3 | Кусты газовых скважин №№ 1-25. Южный участок Замена кранов на трубопроводах выхода газа в шлейф | Первый год ввода |
| | Северный участок | |

| | | |
|---|--|------------------|
| 4 | Установка предварительной подготовки газа (УППГ) Реконструкция | Первый год ввода |
| 5 | Межпромысловый газопровод. Северный участок: | Первый год ввода |
| | - Крановый узел ОК-2 (замена привода) - Крановый узел МК-4 (замена привода) | |
| | | |

Источником электроснабжения, является существующая ПС-110/35/6 кВ «Таланга», ПТП 630-6/10.

Для электроснабжения потребителей 0,4 кВ на площадках:

– УППГ, ОК-2 существующая трансформаторная подстанция 2КТП 400/10/0,4 кВ блочно-модульного исполнения и аварийным вводом от ГПЭС-315 кВт;

– УКПГ, существующая трансформаторная подстанция 2КТП 630/10/0,4 кВ – выполнена с двумя взаимно резервируемыми вводами;

– ДКС является существующие трансформаторные подстанции:

- 1) КТП-12, 2КТП 1600/10/0,4 кВ выполнена с двумя взаимно резервируемыми вводами;
- 2) КТП-11, 2КТП 1000/10/0,4 кВ выполнена с двумя взаимно резервируемыми вводами;
- 3) КТП-15, 2КТП 2500/10/0,4 кВ выполнена с двумя взаимно резервируемыми вводами;

– Кустов газовых скважин, существующие трансформаторные подстанции КТП 25/10/0,4 кВ и КТП 40/10/0,4 кВ.

– Площадка кранового узла МК-4, существующая трансформаторная подстанции КТП 25/10/0,4кВ.

3.5 Состав и характеристика систем автоматизации технологических процессов

С целью оптимального использования ресурса действующих ПТС и каналов передачи данных при реконструкции объектов применяются существующие системы с необходимым объемом расширения и модернизации:

- АСУ ТП УКПГ;
- АСУ ТП ДКС;
- АСУ ТП УППГ;
- СТМ межпромыслового газопровода от УППГ;
- СТМ кустов скважин.

Структура систем автоматизации обеспечивает выполнение функций контроля и оптимального управления технологическими процессами, как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях.

АСУ ТП УКПГ, АСУ ТП ДКС, АСУ ТП УППГ, СТМ межпромыслового газопровода от УППГ, СТМ кустов состоят из следующих организационно-технологических уровней:

- нижний уровень – уровень полевых устройств, датчиков, преобразователей и исполнительных механизмов, САУ производственных и вспомогательных объектов, функционирующий в автоматическом режиме без присутствия человека. САУ устанавливаются в непосредственной близости от соответствующего технологического оборудования;

- верхний уровень – уровень оперативно-производственной службы (программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий единый пользовательский интерфейс отображения состояния и управления технологическим объектом) располагается в аппаратных, операторных, в которых размещается ОПС. Реализуется на базе персональных компьютеров с организацией станций оператора.

Системы автоматизации обеспечивают комплексное управление и защиту всей технологической цепочки производственных комплексов.

Системы рассчитаны на непрерывную работу в круглосуточном режиме и обеспечивают выполнение автоматизируемых функций в следующих режимах:

- в установившемся и аварийном режимах - автоматический, без участия оперативного персонала;

- в переходных режимах – автоматизированный, с дистанционным управлением отдельными объектами и агрегатами с пультов управления производственных комплексов газового промысла или от местных щитов управления, от местных кнопок.

Основной режим функционирования АСУ ТП и СТМ – автоматический без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Комплекс программно-технических средств АСУ ТП и СТМ включает:

- комплекс датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов;
- средства управляющего вычислительного комплекса;
- средства внутрисистемной связи;
- средства диагностики и сервисное оборудование.

При расширении систем автоматизации предусмотрено применение российский ПТС, совместимых с оборудованием действующих систем автоматизации.

Все применяемые приборы и средства автоматики имеют требуемые виды климатического исполнения и взрывозащиты, а также декларации о соответствии/сертификаты соответствия, подтверждающие правомочность применения на

объекте согласно требованиям Технических Регламентов Таможенного союза.

Все датчики и исполнительные механизмы соответствуют требованиям по степени защиты от воздействия окружающей среды:

- по климатическому воздействию;
- по устойчивости к воздействию агрессивных сред;
- по степени защиты оболочки от проникновения внутрь пыли и влаги.

3.6 Состав и характеристика линейных сооружений

Проектной документацией предусмотрено строительство крановых узлов, узлов запуска и приема ОУ на существующих газопроводах-шлейфах Южного участка:

1. Газовый коллектор №4:
 - крановый узел 1;
 - узел запуска ОУ №1;
 - крановый узел 2;
 - узел приема ОУ №1.
2. Замена отводов на газопроводе (газовый коллектор №4) на переходе через р. Пурпе.

Арматура устанавливается на газопроводах диаметром 325, 530 мм с максимальным возможным рабочим давлением 7,5 МПа и метанолопроводе диаметром 57 мм с максимальным рабочим давлением 8,25 МПа. Замена отводов на газопроводе диаметром 530 мм.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.1 трубопроводы на крановых узлах по рабочему давлению относятся к III классу.

Классификация транспортируемых продуктов принята в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.6.2, таблица 1, для газопроводов-шлейфов - категория продукта 5, для метанолопровода - категория продукта 6.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.5 и таблицы 3 газопроводы относятся к категории Н. Категория участка в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 таблица 4 принята С.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.5 и таблицы 5 примечания 1 метанолопроводы относятся к категории С.

Категория участков для метанолопроводов в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.6, таблица 5 принята:

- переходы через водные преграды, поймы рек по 10% ГВВ, болота III типа, узлы запорной арматуры и участки трубопровода по 250 м примыкающие к ним – категория В;
- остальные участки - категория С.

Газосборные сети, предназначены для сбора и транспорта добываемого природного газа от кустов газовых скважин южного купола № 1,3 - 25, 34 - 37 до УКПГ Губкинского месторождения.

Все газопроводы-шлейфы проложены подземно без теплоизоляции.

Проверка на достаточность диаметров шлейфов осуществлялась по данным теплогидравлических расчетов, при этом согласно письма №1334/10 от 29.09.2020г. ЗАО «Пургаз», принимая во внимание существующие риски эрозионного износа оборудования, считает допустимым принять максимально допустимую скорость газа в трубопроводах 30 м/с.

В составе технологических сооружений газопроводов-шлейфов Южного участка предусматриваются крановые узлы на переходе через р. Пурпе и узлы запуска и приема ОУ на газовом коллекторе №4, на межпромысловом газопроводе Северного участка на существующих крановых узлах ОК 2 м МК 4 замена пневмогидроприводов на электроприводы.

Установка технологических сооружений предусмотрена на существующих газопроводах-шлейфах.

Проверка на достаточность диаметров шлейфов осуществлялась по данным теплогидравлических расчетов.

Анализ режимов работы трубопроводов показал, что запроектированная система газосборных сетей способна пропустить весь планируемый объем добываемого газа.

Запорная арматура установлена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и СТО Газпром 2-2.1-383-2009 на обоих концах перехода через р.Пурпе выше отметок ГВВ 10 %-ной обеспеченности.

На проектируемых крановых узлах, согласно требований ГОСТ Р 55990-2014 п.9.2.5 и СТО Газпром 2-2.1-383-2009 п.9.2.6, продувочные свечи на газопроводах-шлейфах не устанавливаются.

Для предотвращения образования гидратных пробок в газовом коллекторе №4 на крановых узлах 1, 2 на стояках отбора газа предусмотрена установка БРС (быстроразъемное соединение) для возможности закачки метанола с помощью передвижных установок.

По результатам гидравлических расчетов с учетом высоких скоростей газа, в газопроводах-шлейфах обеспечивается вынос жидкости. Установка очистных кранов не требуется.

Начиная с 14 года работы (2036 г.) скорость в трубопроводах газового коллектора №4 будет ниже 2 м/с, что ниже минимально-допустимой скорости, необходимой для обеспечения выноса жидкости (минимально-допустимая скорость составляет 2-6 м/с в соответствии с СТО Газпром НТП 1.8-001-2004г).

По согласованию с заказчиком и согласно утвержденного ОТР на газовом коллекторе №4 предусмотрена установка узлов запуска и приема ОУ

В связи с установкой очистных кранов на газовом коллекторе № 4 предусматривается на надземном переходе через р. Пурпе для возможности пропуска очистных устройств замена крутоизогнутых отводов на гнутые отводы радиусом изгиба 5DN.

Установка кранов запуска и приема очистных устройств предусматривается надземно с байпасной линией.

Запорная арматура на метанолопроводе устанавливается на одной площадке с крановым узлом газопровода.

Запорная арматура на крановых узлах для отключения участка перехода через р. Пурпе принята с ручным управлением с концами под приварку. Крановые узлы на переходе через

р. Пурпе приняты в подземном исполнении в насыпи на опорах. Штоки подземных кранов удлиняются. На крановых узлах предусмотрены стояки отбора газа с установкой приборов местного контроля давления.

На крановых узлах с установкой чистящих кранов предусмотрена арматура с ручным управлением под приварку в надземном исполнении. На данных крановых узлах предусмотрена установка разделителей сред с установкой приборов местного контроля давления.

Запорная арматура принята класса герметичности затвора – «А» по ГОСТ 9544-2015. Рабочая среда: газ природный (для газопроводов-шлейфов). Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ1. Средний срок службы оборудования не менее 30 лет.

Площадки проектируемых крановых узлов и узлов запуска и приема ОУ имеют защитное ограждение и при необходимости площадки обслуживания.

Согласно письма № 1285/10 от 16.09.2020 ЗАО «Пургаз» (приложение Г), доступ обслуживающего персонала к крановым узлам будет обеспечен эксплуатирующей организацией при помощи вездеходной техники с обустройством временных зимников. Кроме того, крановые узлы и узлы запуска и приема ОУ установлены в местах, где расположены существующие автодороги и подъезды к кустам скважин.

Прокладка трубопроводов предусмотрена подземная на глубине существующих газопроводов, на которых будут размещаться крановые узлы, узлы запуска и приема ОУ.

Прокладка трубопроводов предусмотрена с минимальной глубиной заложения не менее 1,0 м от поверхности земли до верха балластировочных пригрузов типа ПТБК.

При ненормативной глубине прокладки трубопровода предусмотрено обвалование проектируемого трубопровода. Высота насыпи над трубопроводом должна быть не менее

1,0 м. Ширина по верху насыпи должна быть 1,5 м. Крутизна откосов 1:1,5. Обваловку укрепить посевом трав по слою торфо-песчанной смеси (3:1), толщиной 0,15 м.

Метанолопровод прокладывается в одной траншее с газопроводами-шлейфами. Расстояние в свету между метанолопроводом и газопроводом принято не менее 500 мм для газопровода диаметром 325 мм и для газопровода диаметром 530 мм – не менее двух диаметров.

Укладка трубопровода на крановом узле 2 на участке подземной прокладки выполняется с заменой просадочного грунта под трубопроводом на глубину не менее 1 м и обсыпкой трубопровода толщиной 0,2 м «мягким» привозным грунтом (минеральный грунт с крупностью фракций не более 50 мм) для предотвращения повреждения гидроизоляции.

На участках распространения ММГ и на участках с высоким стоянием грунтовых вод трубопроводы, имеющие положительную плавучесть, балластируются пригрузами ПТБК.

Предусмотрен 100 % контроль качества сварных соединений трубопроводов физическими методами (100 % РК, 100 % УЗК, 100 % ВИК).

Прокладка газопроводов на крановых узлах и узлах запуска и приема ОУ предусматривается с установкой подземных П-образных компенсаторов для восприятия температурных деформаций трубопроводов за счет своей податливости и обеспечивающий снижение уровня напряжений в трубопроводе.

На узлах запуска и приема ОУ предусмотрены скользящие хомутовые опоры.

Разработка траншеи под трубопроводы выполняется одноковшовым экскаватором. На участках многолетнемерзлых грунтов разработка траншеи выполняется с предварительным рыхлением.

Засыпка уложенного в траншею трубопровода на суходоле предусмотрена бульдозером, на остальных участках одноковшовым экскаватором.

В местах подключения проектируемых трубопроводов к существующим трубопроводам разработка траншеи предусматривается вручную на расстоянии по 2 м от образующей поверхности существующего трубопровода.

Крутизна откосов траншеи зависит от физико-механических свойств грунтов и глубины траншеи и принимается в соответствии с СНиП 12-04-2002 п. 5.2.6, таблица 1 и СП 86.13330.2014.

Ширина траншеи по дну принята:

– на участках кривых вставок из отводов принудительного гнущья (СП 86.13330.2014, п.8.1.6) не менее двухкратной ширины траншеи;

– на участках балластировки газопровода пригрузами ПТБК не менее 2,2 диаметров укладываемого трубопровода.

Повороты трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях приняты радиусом изгиба 1,5DN, на участках где предусмотрена очистка трубопроводов выполнены с применением отводов радиусом изгиба 5DN.

Для исключения попадания очистного устройства в ответвление от основного трубопровода на узлах запуска и приема ОУ предусмотрена установка на газопроводе тройников с решетками.

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-383-2009 п.9.3.13, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», п.84 для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов, трассы проектируемых трубопроводов закреплены на местности опознавательными знаками, представляющими собой столбики высотой 1,5-2 м с табличками для надписей.

Установка опознавательных знаков предусматривается на углах поворота;

На опознавательном знаке указывается: охранная зона трубопровода, наименование трубопровода, диаметр, километр или ПК трассы, глубина заложения, местоположение оси трубопровода от основания знака, владелец трубопровода, контактный телефон.

Защита подземных трубопроводов от коррозии предусмотрена нанесением на наружную поверхность труб антикоррозионного покрытия усиленного типа в заводских условиях.

В качестве заводской гидроизоляции труб принято трехслойное полиэтиленовое покрытие (ПЭПк-3Н) по ТУ 1390-020-35349408-2016.

В качестве заводской гидроизоляции деталей трубопровода принято полиуретановое покрытие Пк-40 по ТУ 1469-002-04834179-2014.

Изоляция сварных стыков выполняется термоусаживающими манжетами «ТИАЛ-МГП» по ТУ 22.21.30-006-58210788-2018.

Защита надземных трубопроводов, соединительных деталей и арматуры без заводского антикоррозионного покрытия предусмотрена силиконакриловой эмалью СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ в два слоя (общая толщина 160 мкм) ТУ 2313-002-92638584-2011 изм.1, ЗАО «НПК «КоррЗащита», г. Москва.

Защита подземных участков трубопроводов, соединительных деталей без заводского антикоррозионного покрытия предусмотрена нанесением на наружную поверхность грунтовки асвольной по ТУ 2312-021-16802026-2000 (нанесение при температуре окружающей среды от минус 20°C до плюс 60°C) и ленты антикоррозионной полимерно-асвольной «ЛИАМ-3» по ГОСТ 52602-2006 толщиной 1,8 мм (нанесение при температуре окружающей среды от минус 30°C до плюс 10°C) с лентой-замком «ТЕРМА-ЛКА» по ТУ 2245-024-82119587-2007.

Надземные участки на узлах запуска и приема ОУ и надземная часть стояка отбора газа на крановых узлах теплоизолируется матами прошивными из минеральной ваты теплоизоляционными толщиной 50 мм в обкладке из стеклоткани Эз-200 с двух сторон, покрывается сталью оцинкованной толщиной 0,7 мм. Для теплоизоляции кранов шаровых на байпасной линии предусмотрена съемная теплоизоляционная конструкция (маты прошивные из минеральной ваты, покрытые сталью оцинкованной толщиной 0,7 мм).

Комплексная проверка качества изоляционного покрытия уложенного и засыпанного трубопровода осуществляется методом катодной поляризации.

4 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии

4.1 Сведения о потребности объекта капитального строительства в газе и масле

Основными ресурсами, потребляемыми технологическим оборудованием ДКС, являются:

- топливный газ для газотурбинных двигателей ГПА;
- масло для двигателя и компрессора;
- метанол для подачи на вход фильтр-сепараторов и теплообменников;
- электроэнергия;
- импульсный газ на пневмоприводы запорно-регулирующей арматуры.

Топливный газ

Расчёт количества потребляемого топливного газа выполнен в соответствии с расчётными режимами работы ГПА ДКС. Результаты расчётов приведены в таблице 4.2

Масло

Потребность одного ГПА в масле представлена в таблице 4.1

Расчёт годовой потребности ГПА ДКС в смазочном масле приведён в таблице 4.2

Таблица 4.1 – Потребность ДКС в смазочном масле

| Потребители | Тип масла | Безвозвратные потери, кг/ч | Ёмкость системы смазки, л | Периодичность замены, раз/год | Расход масла одного ГПА, м ³ /год |
|-------------|----------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------------|--|
| Компрессор | ТП-22С | 0,3 | 2770 | 1 | 2,5 |
| Двигатель | МГК-8гп | 0,45 | 1730 | 1 | 3,8 |
| Итого: | | | | | 6,3 |

Таблица 4.2 – Потребность ДКС в топливном газе и в смазочном масле

| Расчетный год | Количество ГПА | Расход топливного газа на ГПА | | Суммарный годовой расход масла, $\text{м}^3/\text{год}$ |
|---------------------|----------------|-------------------------------|------------------------------|---|
| | (раб.+рез.) | тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ | млн. $\text{м}^3/\text{год}$ | |
| 2023 (3 квартал) | 7+3 | 32,0 | 266,6 | 49,97 |
| 2024 (3 квартал) | 7+3 | 32,8 | 272,8 | 49,97 |
| 2025 (летний режим) | 7+3 | 30,6 | 255,1 | 49,97 |
| 2026 (летний режим) | 7+3 | 27,7 | 230,6 | 49,97 |
| 2027 (летний режим) | 7+3 | 25,7 | 213,8 | 49,97 |
| 2028 (конец года) | 6+4 | 25,7 | 214,2 | 42,83 |
| 2029 (конец года) | 6+4 | 25,7 | 214,0 | 42,83 |
| 2030 (конец года) | 6+4 | 24,7 | 205,4 | 42,83 |
| 2031 (конец года) | 5+5 | 23,8 | 197,9 | 35,69 |
| 2032 (конец года) | 6+4 | 23,0 | 191,6 | 42,83 |
| 2033 (конец года) | 5+5 | 21,0 | 174,9 | 35,69 |
| 2034 (конец года) | 5+5 | 20,5 | 170,9 | 35,69 |
| 2035 (конец года) | 5+5 | 18,9 | 157,6 | 35,69 |
| 2036 (конец года) | 4+6 | 18,1 | 150,8 | 28,55 |
| 2037 (конец года) | 3+7 | 17,4 | 145,0 | 21,41 |
| 2038 (конец года) | 3+7 | 13,0 | 108,3 | 21,41 |
| 2039 (конец года) | 3+7 | 11,9 | 99,1 | 21,41 |
| 2040 (конец года) | 3+7 | 10,9 | 90,8 | 21,41 |
| 2041 (конец года) | 3+7 | 11,0 | 92,0 | 21,41 |
| 2042 (конец года) | 3+7 | 11,2 | 93,5 | 21,41 |
| 2043 (конец года) | 3+7 | 11,2 | 93,6 | 21,41 |
| 2044 (конец года) | 3+7 | 11,2 | 93,6 | 21,41 |
| 2045 (летний режим) | 3+7 | 11,3 | 94,4 | 21,41 |
| 2046 (конец года) | 3+7 | 11,4 | 94,6 | 21,41 |
| 2047 (летний режим) | 3+7 | 5,2 | 43,6 | 21,41 |

Потребность УППГ в газе на собственные нужды представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Потребители газа на собственные нужды на УППГ

| № | Потребители газа собственных нужд УППГ | Рабочее давление, МПа | Расход, $\text{нм}^3/\text{ч}$ |
|-------|--|-----------------------|--------------------------------|
| 1 | Котельная | 0,3 | 3...12 |
| 2 | Газопоршневая электростанция | 0,3 | 95...190 |
| 3 | Дежурная горелка АГГ1-А | 0,3 | 100...260 |
| Итого | | | 462 |

4.2 Сведения о потребности объекта капитального строительства в воде

На существующих площадках Губкинского газового месторождения вода расходуется на:

- хозяйственно-питьевые нужды;
- производственные нужды;
- противопожарные нужды.

Состав существующих сооружений системы хоз-питьевого водоснабжения на площадке УКПГ следующий:

- насосная станция хозяйственно-производственного и противопожарного водоснабжения – (поз.19);
- резервуары запаса хоз-питьевой воды $V=200 \text{ м}^3$ (стальные вертикальные, с обогревом от тепловых сетей) – (поз. 20, 21);
- станция обезжелезивания производительностью $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ – (поз. 22);
- блок переключений – (поз. 34);
- сеть хоз-питьевого водопровода.

Комплекс водопроводных сооружений, предназначенных для хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадке УППГ, включает:

- станцию подготовки воды “Водопад” $Q=15 \text{ м}^3/\text{сут}$. (поз. 14);
- сеть хозяйственно-питьевого водопровода (В1 Ø57x3,0).

По физико-химическим и микробиологическим показателям питьевая вода соответствует требованиям СанПиН 2.1.1074-01.

В настоящее время система хозяйственно-питьевого водоснабжения работает в нормальном режиме, оборудование и трубопроводы находятся в хорошем техническом состоянии.

Техническим заданием на проектирование не предусматривается реконструкция системы хозяйственно-питьевого водоснабжения площадок УКПГ, ДКС, УППГ Губкинского ГМ.

На существующих площадках Губкинского ГМ предусмотрены следующие системы пожаротушения:

- водяная (внутренняя и наружная);
- автоматические установки пенного и газового пожаротушения;
- первичные средства пожаротушения.

В настоящее время система производственно-противопожарного водоснабжения работает в нормальном режиме, оборудование и трубопроводы находятся в хорошем техническом состоянии и удовлетворяет требованиям действующих нормативных документов.

По данному проекту дополнительных расходов на производственные нужды на площадках УКПГ, УППГ Губкинского газового месторождения не предусматривается.

На площадке ДКС предусматривается установка дополнительного технологического оборудования: установки очистки газа (поз. 107) и установки теплообменников газа (поз. 108).

Расходы воды на производственные нужды для промывки оборудования установки очистки газа (поз. 107) и установки теплообменников газа (поз. 108) определены по объектам-аналогам.

На производственные нужды проектируемых объектов расходуется вода из существующего производственно-противопожарного водопровода, в летний период.

Плановые промывки оборудования производятся один раз в два года. Промывки оборудования не совпадают по суткам.

Основные показатели по системе производственного водопотребления представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Основные показатели по производственному водопотреблению

| Поз. по генплану | Наименование позиции | Расход воды на производственные нужды | | Примечание |
|---------------------|---|---------------------------------------|---------------------|---|
| | | м ³ /сут | м ³ /год | |
| <u>Площадка ДКС</u> | | | | |
| 107 | Установка очистки газа: - пропарка оборудования - промывка оборудования | 4,8 78 | 9,6 156 | 1 раз в 2 года 1 раз в 2 года |
| 108 | Установка теплообменников газа: - пропарка оборудования - промывка оборудования | 4,8 67,2 | 9,6 134,4 | 1 раз в 2 года 1 раз в 2 года |
| | Итого по ДКС: | 78* | 309,6 | * Промывки, пропарки не совпадают по суткам |

Техническим заданием на проектирование не предусматривается реконструкция автоматических установок пенного и газового пожаротушения площадок УКПГ, ДКС, УППГ Губкинского ГМ.

4.3 Сведения о потребности объекта капитального строительства в электрической энергии

Проектируемыми электроприемниками являются запорно-регулирующая арматура, электрообогрев ЗРА, мачта освещения на площадке ДКС.

Расчет нагрузок и выбор мощности трансформаторов приведены в Таблица .

Таблица 4.5 - Расчет электрических нагрузок и выбор мощности трансформаторов

| Наименование потребителей | Установленная мощность, кВт. | | Расчетные коэффициенты | | Расчетная мощность | | Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт*ч |
|---|------------------------------|------|------------------------|-------------|--------------------|-------------------|---|
| | Рабочая | Рез. | Kи | cosφ | Активная, кВт. | Реактивная, кВАр. | |
| Подстанция трансформаторная комплектная “КТП с НКУ для АВО газа” КТП-12 (ДКС) | | | | | | | |
| 2КТП 1600/6/0,4 | | | | | | | |
| (1 этап строительства) | | | | | | | |
| КТП с НКУ для АВО газа КТП-12 | | | | | | | |
| Существующая площадка ДКС | 4776 | | 0,46 | 0,98 | 2196,96 | 43,5 | 7861,8 |
| Электрообогрев трубопровода, Задвижки Кр212, КрТ1, КЛ-2, Кр33, Кр26, Кр65 | 1,8 | | 0,8 | 1 | 1,44 | - | 3,456 |
| Мачта освещения ПМ№19(перенос) | 6 | | 1 | 1 | 6 | | 43,2 |
| Итого проектируемая нагрузка | 1,8 | | 0,8 | 1 | 1,44 | - | 3,456 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 3260 | | 0,47 | 0,91 | 1480 | 43,5 | 7865,3 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(1480^2 + 43,5^2)} = 1481 \text{кВА}$ Существующие трансформаторы 1600 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| Подстанция трансформаторная комплектная КТП-15 (ДКС) | | | | | | | |
| 2КТП 2500/6/0,4 | | | | | | | |
| Электрообогрев трубопровод Задвижки Кр213, Кр215, Кр214 | 0,9 | | 0,8 | 1 | 0,72 | 0 | 1,728 |
| Итого проектируемая нагрузка | 0,9 | | 0,8 | 1 | 0,72 | | 1,728 |
| Существующие трансформаторы 2500 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |

| Наименование потребителей | Установленная мощность, кВт. | | Расчетные коэффициенты | | Расчетная мощность | | Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт*ч |
|---|------------------------------|------|------------------------|------|--------------------|-------------------|---|
| | Рабочая | Рез. | Kи | cosφ | Активная, кВт. | Реактивная, кВАр. | |
| Трансформаторная подстанция “Энергетический блок” КТП-11 (ДКС) 2КТП 1000/6/0,4 кВ | | | | | | | |
| ГПА-1.1 | | | | | | | |
| Электрообогрев кранов Кр1, Кр2, Кр4, Кр9, Кр12, КО1, КО2, Кр5, Кр6, клапана КЛ1, трубопровода ГС2.1.3 | 4,2 | | 0,8 | 1 | 3,36 | 0 | 8,064 |
| ГПА-1.2 | | | | | | | |
| Электрообогрев кранов Кр1, Кр2, Кр4, Кр9, Кр12, КО1, КО2, Кр5, Кр6, клапана КЛ1, трубопровода ГС2.1.3 | 4,2 | | 0,8 | 1 | 3,36 | 0 | 8,064 |
| ГПА-1.3 | | | | | | | |
| Электрообогрев кранов Кр1, Кр2, Кр4, Кр9, Кр12, КО1, КО2, Кр5, Кр6, клапана КЛ1, трубопровода ГС2.1.3 | 4,2 | | 0,8 | 1 | 3,36 | 0 | 8,064 |
| ГПА-1.4 | | | | | | | |
| Электрообогрев кранов Кр1, Кр2, Кр4, Кр9, Кр12, КО1, КО2, Кр5, Кр6, клапана КЛ1, трубопровода ГС2.1.3 | 5,7 | | 0,8 | 1 | 4,56 | 0 | 10,944 |
| Цех подготовки топливного и импульсного газа (поз.1) | | | | | | | |
| Клапан с электроприводом КлР6.1, КлР6.2, КлО5.1, КлО5.2, Задвижка клиновая с электроприводом Зд1.1, Зд1.2 | 6x0,5=3,0 | | 0,12 | 0,8 | 0,36 | 0,1 | 0,3 |
| Клапан с электроприводом | 3x5=15 | | 0,12 | 0,8 | 1,8 | 0,36 | 1,44 |

| Наименование потребителей | Установленная мощность, кВт. | | Расчетные коэффициенты | | Расчетная мощность | | Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт*ч |
|--|------------------------------|------|------------------------|-------------|--------------------|-------------------|---|
| | Рабочая | Рез. | Kи | cosφ | Активная, кВт. | Реактивная, кВАр. | |
| КлР7, КлР10, Регулятор с электроприводом КрТ1 | | | | | | | |
| Клапан с электроприводом КлР8 | 3 | | 0,12 | 0,8 | 0,36 | 0,1 | 0,3 |
| Термошкафы | 6x0,075=0,45 | | 1,0 | 0,95 | 0,45 | 0,17 | 0,36 |
| Освещение пож. гидрантов | 2x0,015=0,03 | | 1 | 0,95 | 0,03 | - | 0,008 |
| Электрообогрев трубопровода, Задвижки | 14,1 | | 0,8 | 1 | 11,28 | - | 27,1 |
| Итого проектируемая нагрузка | 50,88 | | 0,8 | 1 | 28,92 | - | 64,644 |
| Существующие трансформаторы 1000 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (УКПГ) 2КТП 630/6/0,4 кВ | | | | | | | |
| Цеха ввода и сепарации газа (поз. 2), площадка УКПГ | | | | | | | |
| 1 этап строительства | | | | | | | |
| Существующая площадка УКПГ | 702,6 | | 0,7 | 0,96 | 491,84 | 19,67 | 1770,624 |
| Клапан регулирующие с электроприводом Кл10 | 5 | | 0,12 | 0,8 | 0,6 | 0,12 | 0,48 |
| Итого проектируемая нагрузка | 5 | | 0,12 | 0,8 | 0,6 | 0,12 | 0,48 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 707,6 | | 0,7 | 0,96 | 492,44 | 19,89 | 1771,104 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(491,84^2 + 19,67^2)} = 492,23$ кВА Существующие трансформаторы 630 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| КТПН 40/6/0,4 3 этап строительства | | | | | | | |
| Существующие электроприемники | 29,8 | | 0,68 | 0,87 | 20,26 | 2,63 | 16,208 |

| Наименование потребителей | Установленная мощность, кВт. | | Расчетные коэффициенты | | Расчетная мощность | | Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт*ч |
|---|------------------------------|------|------------------------|-------------|--------------------|-------------------|---|
| | Рабочая | Рез. | Ки | cosφ | Активная, кВт. | Реактивная, кВАр. | |
| куста скважин | | | | | | | |
| Кран с электроприводом КрN.5 | 1,5 | | 0,12 | 0,8 | 0,18 | 0,036 | 0,144 |
| Итого проектируемая нагрузка | 1,5 | | 0,12 | 0,8 | 0,18 | 0,036 | 0,144 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 31,3 | | 0,65 | 0,86 | 20,44 | 2,66 | 16,352 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(20,44^2 + 2,66^2)} = 20,6$ кВА Существующие трансформаторы 40 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| КТПН 25/6/0,4 3 этап строительства | | | | | | | |
| Существующие электроприемники куста скважин | 29,8 | | 0,68 | 0,87 | 20,26 | 2,63 | 16,208 |
| Кран с электроприводом КрN.5 | 1,5 | | 0,12 | 0,8 | 0,18 | 0,036 | 0,144 |
| Итого проектируемая нагрузка | 1,5 | | 0,12 | 0,8 | 0,18 | 0,036 | 0,144 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 31,3 | | 0,65 | 0,86 | 20,44 | 2,66 | 16,352 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(20,44^2 + 2,66^2)} = 20,6$ кВА Существующие трансформаторы 25 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| <u>Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (УППГ)</u> КТП 400/10/0,4 кВ | | | | | | | |
| 4 этап строительства | | | | | | | |
| Существующая площадка УКПГ | 442 | | 0,7 | 0,96 | 310 | 12,4 | 1116 |
| Кран с электроприводом РУ1.1, КО1.1, РУ1.2, КО1.2, РУ2, КО2, Кр6С, Кр6.1С, Кр7С, Кр12, Кр12.1 | 11x0,25=2,75 | | 0,12 | 0,8 | 0,33 | 0,066 | 0,3 |
| Кран с электроприводом Кр01, Кр02 | 2x3,3=6,6 | | 0,12 | 0,8 | 0,4 | 0,08 | 0,32 |

| Наименование потребителей | Установленная мощность, кВт. | | Расчетные коэффициенты | | Расчетная мощность | | Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт*ч |
|--|------------------------------|------|------------------------|-------------|--------------------|-------------------|---|
| | Рабочая | Рез. | Kи | cosφ | Активная, кВт. | Реактивная, кВАр. | |
| Итого проектируемая нагрузка | 9,35 | | 0,12 | 0,8 | 0,73 | 0,15 | 0,62 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 451,35 | | 0,7 | 0,96 | 310,73 | 12,5 | 1116,62 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(310,73^2 + 12,5^2)} = 310$ кВА Существующие трансформаторы 400 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| 5 этап строительства | | | | | | | |
| Крановый узел (ОК-2) | | | | | | | |
| Кран с электроприводом КрОК2 | 4 | | 0,12 | 0,8 | 0,48 | 0,1 | 0,384 |
| Итого проектируемая нагрузка | 4 | | 0,12 | 0,8 | 0,48 | 0,1 | 0,384 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 454,35 | | 0,7 | 0,96 | 311,21 | 12,6 | 1117 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(311^2 + 12,6^2)} = 311$ кВА Существующие трансформаторы 400 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |
| <u>Блочно-комплектная трансформаторная подстанция КТП 10/0,4 кВ</u> <u>Крановый узел (МК4)</u> | | | | | | | |
| 5 этап строительства | | | | | | | |
| Существующие электроприемники куста скважин | 29,8 | | 0,68 | 0,87 | 20,26 | 2,63 | 16,208 |
| Кран с электроприводом КрОК2 | 4 | | 0,12 | 0,8 | 0,48 | 0,1 | 0,384 |
| Итого проектируемая нагрузка | 4 | | 0,12 | 0,8 | 0,48 | 0,1 | 0,384 |
| Итого на существующей КТП (после компенсации) | 33,8 | | 0,65 | 0,86 | 20,74 | 2,64 | 16,592 |
| Трансформаторная мощность: $S = \sqrt{(20,74^2 + 2,64^2)} = 20,9$ кВА Существующие трансформаторы 40 кВА обеспечивают необходимую мощность. Замена трансформаторов не требуется | | | | | | | |

5 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства

В результате реконструкции производительность УКПГ, УППГ и мощность ДКС не изменяется.

Расчетная производительность УКПГ по сырому газу составляет 40 млн.м³/сут; производительность УППГ по сырому газу составляет 7,2 млн.м³/сут; суммарная мощность ДКС - 160 МВт.

Для обеспечения необходимых технологических показателей на ДКС и УКПГ в связи с падением пластового давления и приемом дополнительных объемов газа от сторонних поставщиков, проектом предусматривается:

- монтаж дополнительного технологического оборудования для очистки (установка очистки газа, поз.107) и охлаждения газа (установка теплообменников газа, поз.108);

- замена компрессоров на первой ступени сжатия;

- замена запорно-регулирующей арматуры с рабочей температуры 150° С.

В рамках реконструкции УППГ предусматривается замена арматурных блоков сброса жидкости от аппаратов цеха сепарации ВК1, С1.1, С1.2 и замена оборудования блока редуцирования газа собственных нужд в цехе сепарации без изменения принципиальных решений.

6 Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах

6.1 Сведения о сырьевой базе

На вход комплекса УКПГ-ДКС поступает газ от следующих источников:

–Газ от скважин Южного участка Губкинского месторождения по девяти коллекторам (2 коллектор...10 коллектор);

–Попутный нефтяной газ от Северо-Комсомольского месторождения ООО «СевКомНефтегаз» (подключение в рамках текущего проекта);

–Газ от Тарасовского ГКМ **и Губкинского ГКМ**.

На УППГ газ поступает от скважин Северного участка Губкинского месторождения.

6.2 Потребности производства в воде

На существующих площадках Губкинского газового месторождения вода расходуется на:

- хозяйственно-питьевые нужды;
- производственные нужды;
- противопожарные нужды.

Состав существующих сооружений системы хоз-питьевого водоснабжения на площадке УКПГ следующий:

- насосная станция хозяйственно-производственного и противопожарного водоснабжения – (поз. 19);
- резервуары запаса хоз-питьевой воды $V=200 \text{ м}^3$ (стальные вертикальные, с обогревом от тепловых сетей) – (поз. 20, 21);
- станция обезжелезивания производительностью $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ – (поз. 22);
- блок переключений – (поз. 34);
- сеть хоз-питьевого водопровода.

Комплекс водопроводных сооружений, предназначенных для хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадке УППГ, включает:

- станцию подготовки воды “Водопад” $Q=15 \text{ м}^3/\text{сут}$. (поз. 14);
- сеть хозяйственно-питьевого водопровода (В1 Ø57x3,0).

Состав сооружений системы производственно-противопожарного водоснабжения на площадке УКПГ следующий:

- резервуары противопожарного запаса воды $V=700 \text{ м}^3$ (стальные вертикальные, с обогревом от тепловых сетей) - поз. 17, 18;

- насосная станция хозяйственно-производственного и противопожарного водоснабжения – поз. 19;
- блок переключений – поз. 23;
- кольцевая сеть водопровода производственно-противопожарного с узлами надземных пожарных гидрантов и лафетных стволов.

Комплекс водопроводных сооружений для противопожарного водоснабжения, размещенный на площадке УППГ, включает:

- станцию насосную противопожарного водоснабжения (поз. 22);
- резервуары противопожарного запаса воды $V=300 \text{ м}^3$ - 2шт. (поз. 23,24),
- камеру переключений (поз. 25).

Расход воды на пожаротушение для площадок УКПГ, ДКС Губкинского ГМ из противопожарного водопровода принят 80 л/с.

Расчетный суммарный запас воды на водяное пожаротушение (наружное, внутреннее) площадок УКПГ, ДКС определен из условия продолжительности тушения пожара в течение 3 часов и составляет 864 м^3 .

Для хранения расчетного неприкосновенного противопожарного запаса воды на существующей площадке УКПГ имеются два стальных вертикальных резервуара воды $V=700 \text{ м}^3$ с теплоизоляцией и подогревом в период отрицательных температур. Резервуары оборудованы подводящим и отводящими трубопроводами с запорной арматурой.

Расход воды на пожаротушение из сети производственно-противопожарного водопровода на площадке УППГ Губкинского ГМ составляет 40 л/с.

Расчетный суммарный запас воды на водяное пожаротушение (наружное, внутреннее) площадки УППГ определен из условия продолжительности тушения пожара в течение 3 часов и составляет 432 м^3 .

Противопожарный запас воды хранится в двух резервуарах противопожарного запаса воды $V=300 \text{ м}^3$ на существующей площадке УППГ (поз. 23, 24). На каждом резервуаре предусмотрено устройство для забора воды пожарной техникой, оборудованное запорной арматурой и соединительными пожарными головками ГМ-80.

По данному проекту дополнительных расходов на производственные нужды на площадках УКПГ, УППГ Губкинского газового месторождения не предусматривается.

На площадке ДКС предусматривается установка дополнительного технологического оборудования: установки очистки газа (поз. 107) и установки теплообменников газа (поз. 108).

Расходы воды на производственные нужды для промывки оборудования установки очистки газа (поз. 107) и установки теплообменников газа (поз. 108) определены по объектам-аналогам.

На производственные нужды проектируемых объектов расходуется вода из существующего производственно-противопожарного водопровода, в летний период.

Плановые промывки, пропарки оборудования производятся один раз в два года. Промывки, пропарки оборудования не совпадают по суткам.

Основные показатели по системе производственного водопотребления представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные показатели по производственному водопотреблению

| Поз. по генплану | Наименование позиции | Расход воды на производственные нужды | | Примечание |
|----------------------------|--|---------------------------------------|---------------------|---|
| | | м ³ /сут | м ³ /год | |
| <u>Площадка ДКС</u> | | | | |
| 107 | Установка очистки газа: - пропарка оборудования - промывка оборудования | 4,8 78 | 9,6 156 | 1 раз в 2 года 1 раз в 2 года |
| 108 | Установка теплообменников газа: - пропарка оборудования - промывка оборудования | 4,8 67,2 | 9,6 134,4 | 1 раз в 2 года 1 раз в 2 года |
| | Итого по ДКС: | 78* | 309,6 | * Промывки, пропарки не совпадают по суткам |

6.3 Потребности производства в топливно-энергетических ресурсах

Потребление тепла на нужды отопления и вентиляции производственных зданий круглосуточное в течение отопительного периода (276 дней).

Предусматривается обеспечение следующих видов тепловых нагрузок: отопление, вентиляция.

Сведения о тепловых нагрузках представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Таблица тепловых нагрузок

| Номер по ген-плану | Наименование потребителя | Расчетный тепловой поток, МВт | | | | |
|---|--------------------------|-------------------------------|------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
| | | Отопление | Вентиляция | Горячее водоснабжение | Технологические нужды | Всего |
| | ТТП | | | | | |
| 2 | Электрощитовая | 0,006 ¹ | - | - | - | 0,006 ¹ |
| | Всего | 0,006 ¹ | - | - | - | 0,006 ¹ |
| Примечание: | | | | | | |
| ¹ – обеспечение тепловой нагрузки за счет электроэнергии | | | | | | |

7 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства

Сырой газ для компримирования и подготовки подаётся на площадку УКПГ и ДКС от системы сбора газа Губкинского месторождения, газ Северо-Комсомольского месторождения по межпромысловому трубопроводу, газ Тарасовского месторождения по межпромысловому трубопроводу.

Топливный газ на газотурбинные приводы ГПА подаётся от существующей установки подготовки топливного и импульсного газа. Газ для подготовки в УПТиИГ отбирается из трубопровода осушенного газа на УКПГ, кроме того предусматривается резервная точка отбора газа из коллектора скомпримированного газа после АВО третьей ступени сжатия (кран Р40).

Масло на ГПА подаётся от существующего масляного хозяйства. Масло на ДКС поступает в автоцистернах.

Метанол на площадку ДКС подаётся от склада химических реагентов УКПГ.

Импульсный газ к пневматическим приводам ЗРА подается от существующей установки подготовки топливного и импульсного газа.

Источником газоснабжения потребителей, расположенных на площадке УППГ, является блок редуцирования газа собственных нужд (БРГ).

БРГ размещается в цехе сепарации технологического корпуса УППГ и служит источником газоснабжения для котельной, газопоршневой электростанции (ГПЭС) и дежурной горелки горизонтального факела АГГ-1А.

Вывозом твердых бытовых отходов занимается лицензированная организация по договору с подрядчиком.

Металлолом передается сторонним организациям, имеющим лицензии на обращение с данным видом отходов.

Утилизация жидких хоз-бытовых отходов осуществляется на существующих канализационно-очистных сооружениях, принадлежащих ЗАО «Пургаз». Жидкие бытовые отходы должны отводиться (вагончики имеют патрубки) в герметичный выгреб, который расположен за пределами вагончика.

8 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка, если такие размеры не установлены нормами отвода земель для конкретных видов деятельности, или правилами землепользования и застройки, или проектами планировки, межевания территории, - при необходимости изъятия земельного участка

Проектируемый объект «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» расположен Пурпейском участковом лесничестве Таркосалинского лесничества, в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в кадастровых кварталах 89:05:030605, 89:05:020508, 89:05:020509.

Место размещения проектируемых объектов и границы испрашиваемых земельных участков представлены на ситуационном плане (том ПЗ2).

Изъятие земельных участков для государственных и муниципальных нужд не предусмотрено.

Договоры аренды представлены в томе ПЗ2.

Проектируемый объект расположен на земельных (лесных) участках с кадастровыми номерами

89:05:020508:338, 89:05:020509:3006, 89:05:020509:659, 89:05:000000:107,
 89:05:020509:3173, 89:05:020509:2484, 89:05:020509:3325, 89:05:020509:2480,
 89:05:020509:2483, 89:05:020509:1145, 89:05:020509:3322, 89:05:000000:106,
 89:05:020509:2482, 89:05:020509:625, 89:05:030605:4444, 89:05:000000:5318,
 89:05:030605:3164, 89:05:030605:1854, 89:05:030605:3163, 89:05:030605:4361,
 89:05:030605:4497, 89:05:030605:1468, 89:05:030605:2962, 89:05:000000:112
 (вх.89:05:030605:816, 89:05:020509:1041), 89:05:020509:3020, 89:05:020508:337,
 89:05:020508:1039, 89:05:020508:1034, 89:05:020508:1036, 89:05:020508:1616,
 89:05:020508:1617, 89:05:020508:1618, 89:05:020509:3811, 89:05:020509:3812,
 89:05:020509:3813, 89:05:020509:3814, 89:05:020509:3815, 89:05:020509:3819,
 89:05:020509:3820, 89:05:020509:3821, 89:05:020509:3822, 89:05:020509:3823,
 89:05:020509:3824, 89:05:030605:5341, 89:05:030605:5342, 89:05:030605:5343,
 89:05:030605:5344, 89:05:030605:5345, 89:05:030605:5346, 89:05:030605:5347,
 89:05:030605:5348.

Расчет полосы отвода земельных участков для выполнения работ по строительству проектируемых площадок производится по принятым проектным решениям.

Согласно существующим нормативным документам, регламентирующим площади земель, отводимых под размещение проектируемых объектов, общая площадь земель составит: 35,9414 га земель, из них 19,6177 га в долгосрочное пользование (период эксплуатации) и 16,3237 га в краткосрочное пользование (период строительства).

Распределение земель в долгосрочное и краткосрочное пользование, по категориям земель приведены таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Таблица отвода земель.

| Категория земель | Номер п/п | Наименование объекта строительства | Кадастровый номер земельного участка | Реквизиты правоустанавливающих документов | Общая площадь, га | Отвод земель в долгосрочное пользование (на период эксплуатации), га | | | | Отвод земель в краткосрочное пользование (на период строительства), га | | | |
|----------------------|-----------|---|--|---|-------------------|--|--------|----------------|--|--|--------|----------------|--|
| | | | | | | Все го | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория | Все го | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория |
| Земли промышленности | 1 | УКПГ, ДКС (занимаемая площадь под УКПГ 0,1705 га, занимаемая площадь под ДКС 0,4503 га) | 89:05:030605:519 (ЕЗ 89:05:030605:1468) | Договор аренды от 19.02.2014 №34-14 | 13,1931 | 13,1931 | - | - | 13,1931 | - | - | - | - |
| Земли лесного фонда | 2 | УППГ (занимаемая площадь 0,2206 га) | 89:05:020508:337 | Договор аренды от 20.11.2007 №166/л-07 | 3,5000 | 3,5000 | - | - | 3,5000 | - | - | - | - |
| Земли промышленности | 3 | УППГ | 89:05:030605:2962 | - | 2,4808 | 2,4808 | - | - | 2,4808 | - | - | - | - |
| Земли лесного фонда | 4 | УППГ (занимаемая площадь 0,0068 га) | 89:05:020508:1039 | - | 0,2033 | 0,2033 | - | - | 0,2033 | - | - | - | - |
| Земли лесного фонда | 5 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3006 | Договор аренды от 18.09.2009 №298/л-09 | 0,2712 | - | - | - | 0,2712 | 0,2712 | - | - | - |
| Земли промышленности | 6 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:90 (ЕЗ 89:05:000000:107/чзу1) | - | 0,2032 | - | - | - | 0,2032 | - | - | - | 0,2032 |
| Земли лесного фонда | 7 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3814 | - | 0,1188 | - | - | - | 0,1188 | - | - | - | 0,1188 |
| Земли лесного фонда | 8 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3822 | - | 0,1976 | - | - | - | 0,1976 | - | - | - | 0,1976 |
| Земли лесного фонда | 9 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3823 | - | 0,0006 | - | - | - | 0,0006 | - | - | - | 0,0006 |
| Земли лесного фонда | 10 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3824 | - | 0,0591 | - | - | - | 0,0591 | - | - | - | 0,0591 |
| Земли лесного фонда | 11 | Крановый узел 1, в том числе КИП-1 | 89:05:020509:3821 | Вновь образуемый земельный участок | 2,5077 | 0,0361 | 0,0360 | - | 0,0001 | 2,4716 | 2,4716 | - | - |
| Земли промышленности | 12 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:1145/чзу1 | - | 0,0045 | - | - | - | - | 0,0045 | - | - | 0,0045 |

| Категория земель | Номер п/п | Наименование объекта строительства | Кадастровый номер земельного участка | Реквизиты правоустанавливающих документов | Общая площадь, га | Отвод земель в долгосрочное пользование (на период эксплуатации), га | | | | Отвод земель в краткосрочное пользование (на период строительства), га | | | |
|----------------------|-----------|---------------------------------------|---|---|-------------------|--|--------|----------------|--|--|--------|----------------|--|
| | | | | | | Все го | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория | Все го | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория |
| Земли лесного фонда | 13 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:2480/чзу1 | - | 0,1436 | - | - | - | - | 0,1436 | - | - | 0,1436 |
| Земли лесного фонда | 14 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3173 | Договор аренды от 15.09.2016 №222/л-16 | 0,0028 | - | - | - | - | 0,0028 | - | - | 0,0028 |
| Земли лесного фонда | 15 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:2484/чзу1 | - | 0,0020 | - | - | - | - | 0,0020 | - | - | 0,0020 |
| Земли лесного фонда | 16 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:2483/чзу1 | - | 0,0070 | - | - | - | - | 0,0070 | - | - | 0,0070 |
| Земли лесного фонда | 17 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3815 | - | 0,0340 | - | - | - | - | 0,0340 | - | - | 0,0340 |
| Земли лесного фонда | 18 | Крановый узел 1 | 89:05:020509:3325/чзу1 | Договор аренды от 02.02.2010 №23/Л-10 | 0,1734 | - | - | - | - | 0,1734 | 0,1734 | - | - |
| Земли лесного фонда | 19 | Крановый узел 1 | 89:05:030605:5344 | - | 0,0029 | - | - | - | - | 0,0029 | - | - | 0,0029 |
| Земли лесного фонда | 20 | Крановый узел 2, в том числе КИП-3 | 89:05:030605:5343 | Вновь образуемый земельный участок | 3,1503 | 0,0253 | 0,0252 | - | 0,0001 | 3,1250 | 2,0094 | 0,6418 | 0,4738 |
| Земли лесного фонда | 21 | Крановый узел 2 | 89:05:030605:5318/чзу1 | - | 0,0409 | - | - | - | - | 0,0409 | - | - | 0,0409 |
| Земли промышленности | 22 | Крановый узел 2 | 89:05:030605:1854/чзу1 | - | 0,0069 | - | - | - | - | 0,0069 | - | - | 0,0069 |
| Земли лесного фонда | 23 | Крановый узел 2 | 89:05:030605:3164/чзу1 | - | 0,2000 | - | - | - | - | 0,2000 | - | - | 0,2000 |
| Земли лесного фонда | 24 | Крановый узел 2 | 89:05:030605:3163/чзу1 | - | 0,2169 | - | - | - | - | 0,2169 | - | - | 0,2169 |
| Земли лесного фонда | 25 | Крановый узел 2 | 89:05:030605:4444/чзу1 | - | 0,3844 | - | - | - | - | 0,3844 | - | - | 0,3844 |
| Земли лесного фонда | 26 | Узел запуска ОУ №1, в том числе КИП-2 | 89:05:020509:3819 | Вновь образуемый земельный участок | 2,5314 | 0,0443 | - | - | 0,0443 | 2,4871 | 0,8893 | 1,0000 | 0,5978 |
| Земли промышленности | 27 | Узел запуска ОУ №1 | 89:05:020509:706 (ЕЗ 89:05:000000:106/чзу1) | - | 0,0107 | - | - | - | - | 0,0107 | - | - | 0,0107 |
| Земли лесного фонда | 28 | Узел запуска ОУ №1 | 89:05:020509:3322/чзу1 | - | 0,6333 | - | - | - | - | 0,6333 | 0,2000 | 0,4333 | - |
| Земли лесного фонда | 29 | Узел запуска ОУ №1 | 89:05:020509:2482/чзу1 | - | 0,1998 | - | - | - | - | 0,1998 | - | 0,1998 | - |
| Земли промышленности | 31 | Узел запуска ОУ №1 | 89:05:020509:625/чзу1 | - | 0,5108 | - | - | - | - | 0,5108 | - | - | 0,5108 |

| Категория земель | Номер п/п | Наименование объекта строительства | Кадастровый номер земельного участка | Реквизиты правоустанавливающих документов | Общая площадь, га | Отвод земель в долгосрочное пользование (на период эксплуатации), га | | | | Отвод земель в краткосрочное пользование (на период строительства), га | | | |
|----------------------|-----------|--|--------------------------------------|---|-------------------|--|--------|----------------|--|--|--------|----------------|--|
| | | | | | | Всего | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория | Всего | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория |
| Земли лесного фонда | 32 | Узел приема ОУ №1 в том числе, КИП-4 | 89:05:030605:5346 | Вновь образуемый земельный участок | 3,7525 | 0,0705 | 0,0704 | - | 0,0001 | 3,6820 | 3,3358 | - | 0,3462 |
| Земли лесного фонда | 33 | Узел приема ОУ №1 | 89:05:030605:4361/чзу1 | - | 0,1246 | - | - | - | - | 0,1246 | 0,0777 | - | 0,0469 |
| Земли лесного фонда | 34 | Узел приема ОУ №1 | 89:05:030605:4497/чзу1 | - | 0,0514 | - | - | - | - | 0,0514 | 0,0459 | - | 0,0055 |
| Земли лесного фонда | 35 | Узел приема ОУ №1 | 89:05:020509:3813 | - | 0,0029 | - | - | - | - | 0,0029 | - | - | 0,0029 |
| Земли лесного фонда | 36 | Узел приема ОУ №1 | 89:05:030605:3602/чзу1 | - | 0,0198 | - | - | - | - | 0,0198 | - | - | 0,0198 |
| Земли лесного фонда | 37 | Узел приема ОУ №1 | 89:05:030605:5345 | - | 0,0474 | - | - | - | - | 0,0474 | - | - | 0,0474 |
| Земли лесного фонда | 38 | КТПН-2 10/0,4, Пункт контроля и управления | 89:05:020509:3020 | Договор аренды от 20.11.2007 №166/л-07 | 0,0561 | 0,0561 | - | - | 0,0561 | - | - | - | - |
| Земли лесного фонда | 39 | Крановый узел ОК 2 (замена пневмопривода на электропривод) | 89:05:020508:1618 | Договор аренды от 20.11.2007 №166/л-07 | 0,0025 | - | - | - | - | 0,0025 | - | - | 0,0025 |
| Земли лесного фонда | 40 | МК 4 замена пневмопривода на электропривод | 89:05:020509:3811 | - | 0,0178 | - | - | - | - | 0,0178 | - | - | 0,0178 |
| Земли промышленности | 41 | Замена отводов на газопроводе | 89:05:020509:1041 | Аренда ЗАО «Пургаз» | 0,0040 | 0,0040 | - | - | 0,0040 | - | - | - | - |
| Земли лесного фонда | 42 | Замена отводов на газопроводе | 89:05:020509:3820 | Вновь образуемый земельный участок | 0,0354 | - | - | - | - | 0,0354 | - | - | 0,0354 |
| Земли лесного фонда | 43 | Замена отводов на газопроводе | 89:05:030605:5341 | Вновь образуемый земельный участок | 0,0063 | - | - | - | - | 0,0063 | - | - | 0,0063 |
| Земли лесного фонда | 44 | Замена отводов на газопроводе | 89:05:030605:5342 | Вновь образуемый земельный участок | 0,0418 | - | - | - | - | 0,0418 | - | - | 0,0418 |
| Земли промышленности | 45 | Замена отводов на газопроводе | 89:05:030605:816 | Аренда ЗАО «Пургаз» | 0,0042 | 0,0042 | - | - | 0,0042 | - | - | - | - |

| Категория земель | Номер п/п | Наименование объекта строительства | Кадастровый номер земельного участка | Реквизиты правоустанавливающих документов | Общая площадь, га | Отвод земель в долгосрочное пользование (на период эксплуатации), га | | | | Отвод земель в краткосрочное пользование (на период строительства), га | | | |
|---------------------------------|-----------|---|--------------------------------------|---|-------------------|--|--------|----------------|--|--|--------|----------------|--|
| | | | | | | Все го | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория | Все го | Лес | Тундра, болото | Отсыпка, песок, застроенная территория |
| Земли лесного фонда | 46 | Замена кабеля на кабельной эстакаде (в районе МК 4) L=59,0 59,0м х6,0 м | 89:05:020509:3812 | Аренда ЗАО «Пургаз» | 0,0178 | - | - | - | - | 0,0178 | - | - | 0,0178 |
| Земли лесного фонда | 47 | Кабельная эстакада L=382,0 Из них: 160,0х9,5 м | 89:05:020508:1617 | - | 0,3119 | - | - | - | - | 0,3119 | - | - | 0,3119 |
| Земли лесного фонда | 48 | Кабельная эстакада L=382,0 Из них: 126,0х9,5 м | 89:05:020508:1616 | Вновь образуемый земельный участок | 0,2658 | - | - | - | - | 0,2658 | - | - | 0,2658 |
| Земли лесного фонда | 49 | Кабельная эстакада L=382,0 Из них: 45,0х9,5 м | 89:05:020508:338 | - | 0,0966 | - | - | - | - | 0,0966 | - | - | 0,0966 |
| Земли лесного фонда | 50 | Кабельная эстакада L=382,0 Из них: 10,0х9,5 м | 89:05:020508:1036 | Договор аренды от 20.11.2007 №166/л-07 | 0,0203 | - | - | - | - | 0,0203 | - | - | 0,0203 |
| Земли лесного фонда | 51 | Кабельная эстакада L=382,0 Из них: 41,0х9,5 м | 89:05:020508:1034 | Договор аренды от 20.11.2007 №166/л-07 | 0,0385 | - | - | - | - | 0,0385 | - | - | 0,0385 |
| Земли лесного фонда | 52 | Место для установки пробкоуловителя | 89:05:030605:5348 | Вновь образуемый земельный участок | 0,0313 | - | - | - | - | 0,0313 | - | - | 0,0313 |
| Земли лесного фонда | 53 | Трубопровод подключения газа | 89:05:030605:5347 | Вновь образуемый земельный участок | 0,0015 | - | - | - | - | 0,0015 | - | - | 0,0015 |
| Итого на землях промышленности: | | | | | 16,4182 | 15,6821 | 0,1316 | 0,1316 | 15,6821 | 0,7361 | 0,1316 | 0,1316 | 0,7361 |
| Итого на землях лесного фонда: | | | | | 19,5232 | 3,9356 | 0,1316 | 0,1316 | 3,804 | 15,5876 | 9,4743 | 2,2749 | 3,8384 |
| Итого: | | | | | 35,9414 | 19,6177 | 0,1316 | 0,1316 | 19,4861 | 16,3237 | 9,4743 | 2,2749 | 4,5745 |

9 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства

Проектируемый объект «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» располагается на землях лесного фонда и на землях промышленности и иного специального назначения.

10 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, - в случае их изъятия во временное и (или) постоянное пользование

Изъятие земельных участков для государственных и муниципальных нужд не предусмотрено.

Проектируемый объект «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» расположен на землях лесного фонда (площадь 19,5232 га) и землях промышленности (площадь 16,4182 га).

Расчет арендной платы за пользование лесными участками осуществляется на основе Лесного кодекса РФ и Постановления Правительства РФ от 22.05.07 № 310 «О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности».

Стоимость аренды лесного участка с хвойными насаждениями для ЯНАО – 2249,14 руб./га, повышающий коэффициент на 2020 год - 2,26. Для определения стоимости лесных участков, занятых просеками, дорогами, болотами, каменистыми россыпями, отведенных под строительство объекта применяется понижающий коэффициент 0,5:

– стоимость аренды лесного участка, занятого лесом 9,6059 га составляет 48827,33 руб.;

– стоимость аренды лесного участка, занятого болотом 2,2749 га составляет 5781,72 руб.;

– стоимость аренды лесного участка под отсыпкой 7,6424 га составляет 19423,38 руб.;

Таким образом, при строительстве проектируемого объекта «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО "Пургаз" Губкинского газового месторождения» расчет компенсационных затрат землепользователю при изъятии земель лесного фонда, составил в ценах 2020 года 74032,43 руб.

11 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

В проекте применение оборудования, защищенного патентами, не предусматривается.

12 Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства

Основные показатели по генеральному плану площадок приведены в таблицах 12.1 и 12.2.

Таблица 12.1 Основные технико-экономические показатели площадок УКПГ, ДКС и УППГ

| Наименование показателей | Ед. изм. | Количество | | |
|--|----------|------------|--------|--------|
| | | УКПГ | ДКС | УППГ |
| Площадь территории в условных границах | га | 0,3807 | 1,1698 | 2,2018 |
| Площадь застройки, в т. ч.: | га | 0,1314 | 0,3297 | 0,4286 |
| - существующих объектов | га | 0,0542 | 0,2427 | 0,362 |
| - объектов реконструкции (технического перевооружения) | га | 0,0772 | 0,0469 | 0,0666 |
| - проектируемых объектов | га | - | 0,0401 | - |
| Площадь автодорог и площадок (существующих) | га | 0,1267 | 0,1968 | 0,4989 |
| Площадь тротуаров (существующих) | га | 0,0042 | - | - |
| Площадь неиспользованной территории | га | 0,1184 | 0,6433 | 1,2743 |
| Плотность застройки | % | 69 | 45 | 42 |

Таблица 12.2 Основные технико-экономические показатели линейных сооружений

| Наименование площадок | Площадь отвода земли в долгосрочную аренду, га | Площадь отвода земли в краткосрочную аренду, га | Объем отсыпки, м ³ | Наименование карьера |
|--------------------------------|--|---|-------------------------------|-----------------------------|
| Крановый узел 1 | 0,0360 | 4,00 | 105 | Карьер песчаного грунта Б-Н |
| Крановый узел 2 | 0,0251 | 4,00 | - | Без отсыпки |
| Узел запуска ОУ № 1 | 0,0442 | 4,00 | - | Без отсыпки |
| Узел приема ОУ № 1 | 0,0704 | 4,00 | 413 | Карьер песчаного грунта Б-Н |
| Площадка электроснабжения МК-4 | - | - | - | Существующая |

Технико-экономические показатели по данному объекту представлены в таблице 12.3

Таблица 12.3- Технико-экономические показатели

| Наименование | Продолжительность строительства, мес | | Трудоемкость строительства, чел/ч | Количество работающих, чел | |
|-----------------------|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|---|
| | Общая | В т.ч. подготовительный период | | Всего | В том числе находящихся на стройплощадках (вахте) |
| Всего | 7 | 1,5 | 204993 | 223 | 124 |
| В том числе по этапам | | | | | |
| 1 этап | 6 | 1 | 160358 | 203 | 113 |
| 2 этап | 3 | 0,5 | 25221 | 64 | 36 |
| 3 этап | 2 | 0,3 | 12899 | 48 | 27 |
| 4 этап | 1 | 0,2 | 2996 | 24 | 13 |
| 5 этап | 1 | 0,2 | 3519 | 27 | 15 |

13 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Для выполнения проектной документации специальные технические условия не разрабатывались.

14 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства, значимости объекта капитального строительства для поселений (муниципального образования), а также о численности работников и их профессионально-квалификационном составе, числе рабочих мест, (кроме жилых зданий) и другие данные, характеризующие объект капитального строительства

Проектом предусматривается реконструкция и техническое перевооружение следующих объектов:

- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- Дожимная компрессорная станция (ДКС);
- Установка предварительной подготовки газа (УППГ).

На вход комплекса УКПГ-ДКС поступает газ от следующих источников:

– Газ от скважин Южного участка Губкинского месторождения по девяти коллекторам (2 коллектора по 10 коллектор);

– Попутный нефтяной газ от Северо-Комсомольского месторождения ООО «СевКомНефтегаз» (подключение в рамках текущего проекта);

– Газ от Тарасовского **и Губкинского** ГКМ.

УППГ предназначена для предварительной подготовки газа методом сепарации, при котором из газа выделяется жидкость в капельном виде, утилизации этой жидкости, ингибирования подготовленного газа для обеспечения безгидратных условий при его дальнейшей транспортировке на УКПГ Западно-Таркосалинского месторождения.

Газ на УППГ поступает от скважин Северного участка Губкинского месторождения.

В проекте определена дополнительная нормативная численность персонала для обслуживания объектов подлежащих реконструкции и нового оборудования, которая составила 0,855 человек (табл. 14.1).

Таблица 14.1 – Дополнительная численность эксплуатационного персонала объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения

| Код | Должность, профессия | Категория, разряд | Количество единиц, человек | Вахта, человек | Мах смена, человек | Группа производственных процессов |
|---|---|-------------------|----------------------------|----------------|--------------------|-----------------------------------|
| <i>Служба добычи газа</i> | | | | | | |
| 15824 | Оператор по добыче нефти и газа | | 0,001 | 0,0005 | 0,0003 | 1б, 2г |
| | Итого | | 0,001 | 0,0005 | 0,0003 | |
| <i>Механоремонтная служба</i> | | | | | | |
| 18559 | Слесарь по ремонту технологических установок | | 0,321 | 0,161 | 0,161 | 1в, 2г |
| | Итого | | 0,321 | 0,161 | 0,161 | |
| <i>Служба энергоснабжения</i> | | | | | | |
| 19861 | Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования | 4-6 | 0,109 | 0,055 | 0,055 | 1б, 2г |
| 19855 | Электромонтер по ремонту и монтажу кабельных линий | 4 | 0,004 | 0,002 | 0,002 | 2г |
| | Итого | | 0,113 | 0,057 | 0,057 | |
| <i>Служба комплексной автоматики и телемеханики</i> | | | | | | |
| 18494 | Слесарь КИПиА | 3-6 | 0,420 | 0,210 | 0,105 | 1б |
| | Итого | | 0,420 | 0,210 | 0,105 | |
| | Всего | | 0,855 | 0,428 | 0,322 | |

15 Сведения о компьютерных программах, которые использованы при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений

При выполнении проектной документации и расчетов конструктивных элементов зданий и сооружений объектов полного развития были использованы следующие компьютерные программы:

- SCAD Office - Программный комплекс для расчета строительных конструкций;
- Microsoft Office Excel - расчеты свай;
- SelectCAD/Inroads Bentley Civil Engineering - создание картограммы земляных масс проектируемых площадок и расчеты объемов грунта для отсыпки площадок;
- ГазКондНефть - теплотехнические и гидравлические расчеты трубопроводов, расчет материального баланса подготовки газа;
- Поток-VSV - расчет воздухопроводов вентиляции;
- Гидро - гидравлический расчет тепловых сетей;
- Mathcad 2000 "Prof" - теплотехнический расчет;
- Старт - расчеты скользящих и неподвижных опор и фасонных частей;
- Inroads –расчет объема грунта;
- Mathcad 2000 "Prof" - теплотехнический расчет.

Графическая часть проектной документации выполнена в программном комплексе Microstation, NanoCAD.

16 Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов

Организационно-технологическая схема принята на основании:

- расчетной продолжительности строительства;
- с учетом установленных сроков ввода объекта в эксплуатацию;
- с учетом климатических условий строительства.

Технологическая последовательность работ (Календарный график строительства) представлена в таблице 16.1.

Таблица № 16.1 Календарный (линейный) график строительства

| Этап | Наименование объектов | Продолжительность стр-ва, мес | 1 год | | | |
|------|---|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | | I | II | III | IV |
| | ЮЖНЫЙ УЧАСТОК | | | | | |
| 1 | УКПГ, ДКС | 6 | | 3 | 3 | |
| | <i>В т.ч демонтажные работы</i> | | | ----- | ----- | |
| 2 | Газовый коллектор № 4 южного участка: строительство крановых узлов №№ 1,2, узлов запуска приема, замена отводов на переходе р.Пурпе | 3 | | 3 | | |
| | <i>В т.ч демонтажные работы</i> | | | ----- | | |
| 3 | Кусты газовых скважин | 2 | | | 2 | |
| | <i>В т.ч демонтажные работы</i> | 0,5 | | | ----- | |
| | СЕВЕРНЫЙ УЧАСТОК | | | | | |
| 4 | УППГ. | 1 | | | | 1 |
| | <i>В т.ч демонтажные работы</i> | 0,3 | | | | -- |
| 5 | Межпромысловый газопровод. | 1 | | | 1 | |
| | | 0,1 | | | -- | |
| | <i>В т.ч демонтажные работы</i> | | | | | |
| | Общая продолжительность строительства | 7 месяцев | | 3 | 3 | 1 |
| | | | | ----- | ----- | ----- |

17 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения

Строительство данного объекта включает в себя работы по демонтажу объектов капитального строительства, которые представлены в таблице 17.1.

Таблица 17.1- Перечень объектов (сооружений), подлежащих сносу (демонтажу)

| Этапы | Наименование сооружений | Перечень демонтажных работ |
|-------------------------|---|--|
| Южный участок | | |
| 1 | Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) | Поз. 2 Цех ввода сепарации газа (существующий) -демонтаж бетонного основания |
| | Станция компрессорная дожимная (ДКС) | Поз. 1.1.-1.3 Газоперекачивающий агрегат (существующие) Демонтаж центробежного газового компрессора Демонтаж мачт прожекторных Демонтаж сетей технологических |
| 2 | Газовый коллектор № 4. | |
| | Крановый узел № 1 | Демонтаж участка трубопровода - врезка кранового узла |
| | Крановый узел № 2 | Демонтаж участка трубопровода - врезка кранового узла |
| | Узел запуска ОУ №1 | Демонтаж участка трубопровода – врезка узла запуска |
| | Узел приема ОУ № 1 | Демонтаж участка трубопровода- врезка узла приема |
| | Замена отводов на газопроводе на переходе через р. Пурпе. | Демонтаж отводов |
| 3 | Кусты газовых скважин №№ 1-25. | Демонтаж кранов на трубопроводах выхода газа в шлейф |
| Северный участок | | |
| 4 | Установка предварительной подготовки газа (УППГ) | Поз. 1 Корпус технологический: - демонтаж блоков арматурных; – демонтаж блока редуцирования газа собственных нужд; - демонтаж кранов шаровых. Поз. 2 Блок переключений: - демонтаж приводов пневматических; Демонтаж сетей автоматизации |

| | | |
|---|-------------------------------------|--|
| 5 | Межпромысловый газопровод. | |
| | Крановый узел ОК-2 (замена привода) | Демонтаж пневмоприводов на существующих кранах шаровых |
| | Крановый узел МК-4 (замена привода) | Демонтаж пневмоприводов на существующих кранах шаровых |

Подробные объемы работ по демонтажу представлены в таблице 17.2.

Таблица 17.2 - Объемы работ по демонтажу

| Наименование работ | Ед. изм. | Всего |
|---|----------|-------|
| Южный участок | | |
| Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) | | |
| Демонтаж бетонного основания под полы (утилизация) | м3 | 1,15 |
| Станция компрессорная дожимная (ДКС) | | |
| Демонтаж центробежного газового компрессора (на склад) | шт | 3 |
| | т | 96 |
| Демонтаж мачты прожекторной (утилизация) | шт | 2 |
| Демонтаж оголовков и наголовников (утилизация) | т | 0,58 |
| Демонтаж свай (утилизация) | т | 15,28 |
| Демонтаж кранов шаровых на сетях технологических (утилизация): | | |
| - Ду 1000 мм; | шт | 8 |
| - Ду 700 мм; | шт | 3 |
| - Ду 400 мм; | шт | 3 |
| - Ду 300 мм; | шт | 3 |
| - Ду 100 мм; | шт | 4 |
| - Ду 80 мм; | шт | 8 |
| Демонтаж затвора обратного на сетях технологических (утилизация): | | |
| - Ду 700 мм; | шт | 7 |
| - Ду 400 мм; | шт | 4 |
| Демонтаж трубопроводов на сетях технологических (утилизация): | | |
| - 426 x 16 мм; | м | 149 |
| - 530 x 15 мм; | м | 113 |
| - 720 x 20 мм; | м | 226 |
| - 1020 x 27 мм | м | 607 |
| Демонтаж участков существующего газового коллектора № 4 | | |

| | | |
|--|----|------|
| Разработка (срезка обвалования) бульдозером | м3 | 296 |
| Разработка грунта экскаватором при работе в отвал | м3 | 766 |
| Разработка грунта вручную, в траншеях | м3 | 842 |
| Засыпка траншеи бульдозером | м3 | 1014 |
| Засыпка траншеи одноковшовым экскаватором | м3 | 186 |
| Резка трубы с последующим вывозом на металлолом: | | |
| - 57х6 мм длиной 9 м | м | 164 |
| - 325х9 мм длиной 9 м | м | 22 |
| - 530х9 мм длиной 10,5 м | м | 146 |
| Демонтажные работы ЭХЗ (утилизация) | | |
| Демонтаж кабеля | м | 180 |
| Демонтаж одной стойки КИП с кабелями до 35 мм ² | шт | 2 |
| Замена отводов на переходе через р. Пурпе | | |
| Разработка грунта экскаватором при работе в отвал | м3 | 125 |
| Разработка грунта вручную, в траншеях | м3 | 750 |
| Резка трубы Ø 530х9 мм длиной 10,5 м, с последующим вывозом на металлолом | м | 20 |
| Кусты газовых скважин №№ 1-25. | | |
| Демонтаж существующих кранов шаровых надземной установки DN200 PN8,0 МПа с пневмоприводом, с последующей утилизацией | шт | 25 |
| Северный участок | | |
| Установка предварительной подготовки газа (УППГ) | | |
| Демонтаж технологического оборудования (на склад): | | |
| - демонтаж пневмоприводов на существующих кранах шаровых DN 400; | шт | 2 |
| - демонтаж пневмоприводов на существующих кранах шаровых DN 400; | т | 0,6 |
| | шт | 3 |
| - демонтаж арматурных блоков; | т | 5,7 |
| - демонтаж арматурных блоков; | шт | 1 |
| - демонтаж блока редуцирования газа собственных нужд; | т | 1,9 |
| - демонтаж блока редуцирования газа собственных нужд; | шт | 3 |
| - демонтаж кранов DN 50. | шт | 3 |
| Демонтаж сетей: | | |
| - демонтаж кабеля автоматизации (утилизация) | м | 1231 |
| - демонтаж расходомеров (утилизация) | шт | 6 |
| - демонтаж датчиков температуры (14 шт.) в комплекте с гильзами (9 шт.) (утилизация) | шт | 23 |
| - демонтаж датчиков давления (16 шт.) в комплекте с клапанными блоками (16 шт.) (утилизация) | шт | 32 |
| Межпромысловый газопровод Северного участка | | |
| Демонтаж пневмоприводов на существующих КУ, с последующей утилизацией | шт | 2 |

Перечень обозначений и сокращений

АВО – аппарат воздушного охлаждения
АВОГ – аппарат воздушного охлаждения газа
АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла
АПК – антипомпажный клапан
АСУ – автоматизированная система управления
ГПА – газоперекачивающий агрегат
ГРП – газораспределительный пункт
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ГТУ – газотурбинная
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДЭС – дизельная электростанция
КПД – коэффициент полезного действия
КС – компрессорная станция
КЦ – компрессорный цех
КОС – Канализационная очистная станция
КРУ – комплектное распределительное устройство
ПГ – подогреватель газа
ПУ – пылеуловитель
САУиР – система автоматического управления и регулирования
УПГ – установка подготовки газа



ЗАДАНИЕ
на проектирование
«Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения».

- | | | |
|----|---|---|
| 1. | Основание для проектирования | Протокол заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС «Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения» (ЗАО «Пургаз») № 04-18 от 23.05.2018. |
| 2. | Исходные данные | <p>2.1 Проект обустройства южного участка Губкинского газового месторождения (шифр 1441).</p> <p>2.2 Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения, выполненное Тюменским филиалом ООО «Газпром проектирование», договор с ЗАО «Пургаз» от 25.05.2017 № 470-2017.</p> <p>2.3 Программа реконструкции и технического перевооружения объектов Губкинского ГП ЗАО «Пургаз» 2015-2020</p> <p>2.4 Технические требования на проектирование (Приложение № 1).</p> <p>2.5. Отчет (материалы) по сбору исходных данных для определения объема проектно-изыскательских работ.</p> |
| 3. | Месторасположение предприятия, здания, сооружения | Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, Губкинское газовое месторождение. |

4. Вид строительства Реконструкция.
5. Разрабатываемая документация Проектная и рабочая документация. После утверждения проектной документации в установленном порядке генпроектировщику по отдельному договору разработать рабочую документацию.
6. Порядок разработки документации
- 6.1 Проектную документацию разработать в соответствии с законодательством, действующими нормативными документами Российской Федерации.
- 6.2 Состав и содержание разделов проектной документации сформировать в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, с учетом актуальных изменений и дополнений».
- 6.3 При проектировании руководствоваться ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации», ГОСТ 21.001-2013 «Система проектной документации для строительства. Общие положения», 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 6.4 Основные виды инженерных изысканий выполнить в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 19.01.2006 № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства», СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения».

6.5 В составе проектной документации разработать Сводную ведомость стоимости работ и затрат, содержащую информацию о сметной стоимости строительства объекта.

6.6 На первом этапе проектирования генеральному проектировщику разработать основные технические решения (далее – ОТР).

6.7 На этапе проектирования актуализировать генеральный план Губкинского ГП.

6.8 В начале каждого разрабатываемого раздела проектной документации следует представлять перечень основных нормативных документов, которыми руководствовались при его разработке.

6.9 В составе проектной документации выполнить сборники спецификаций оборудования (ССО), выделив оборудование и материалы поставки Заказчика и поставки подрядчика;

6.10 В проектной документации разработать полный комплект сметной документации (сводный сметный расчет в разрезе глав 1-12, объектные, локальные и ресурсные сметные расчеты, сводные выборки ресурсов), отражающие проектные решения, предусмотренные в чертежах и ведомостях объемов работ. Разработку сметной документации по объектам-аналогам исключить.

6.11 Расходные МТР для первичного заполнения технологического оборудования отнести к поставке подрядчика.

7. Особые условия строительства

7.1. Район Крайнего Севера, многолетнемерзлые грунты. Строительство в условиях действующего производства.

8. Основные технико-экономические характеристики и

8.1 Основные технико-экономические показатели определить в проектной документации.

- показатели объекта
- 8.2 Сметную стоимость строительства определить в соответствии с МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».
- 8.3 Сметную документацию разработать согласно Технических требований к заданию на разработку проекта.
9. Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию
- 9.1 Режим работы предприятия – круглосуточный, круглогодичный.
- 9.2 Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации комплекса должны соответствовать нормам Российской Федерации.
- 9.3 При разработке документации предусмотреть применение отечественного импортозамещающего оборудования. В случае отсутствия аналогов оборудования отечественного производства, рассмотреть возможность применения импортного оборудования.
10. Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий
- 10.1 Разработать раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) в случаях, предусмотренных ст. 11 и ст. 12 закона Российской Федерации от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», организовать и провести общественные обсуждения в соответствии с «Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», утвержденным Приказом Госкомэкологии России от 16.05.2000 № 372. Раздел ОВОС выполнить отдельным томом, представить материалы общественных обсуждений.
- 10.2 Разработать раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с требованиями Положения о составе разделов проектной

документации и требованиях к их содержанию, утвержденном постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, законодательных и нормативных документов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

10.3 Проектная документация должна соответствовать требованиям законодательства и нормативной документации в области охраны окружающей среды действующей на момент разработки и периода ее согласования.

10.4 При отсутствии необходимости разработки каких-либо из указанных требований представить соответствующее обоснование в текстовой части раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

- | | | |
|-----|---|---|
| 11. | Технологическая связь | При разработке проектных решений предусмотреть рациональное использование имеющихся ресурсов технологической связи. |
| 12. | Энергоснабжение | Предусмотреть максимальное использование существующего оборудования и распределительных сетей электроснабжения. |
| 13. | Автоматизация технологических процессов | 13.1 Проектную документацию в части автоматизации выполнить в соответствии с ГОСТ 34 серии (ГОСТ 34.601, ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.602, РД 50-34.698 и т.д.) и СТО Газпром 2-1.12-434-2010 с соблюдением стадийности разработки систем автоматизации (детализация требований и разработка концептуальных решений в ОТР, согласование типов применяемых средств и систем автоматизации на их основе, разработка и |

согласование технических заданий (ТЗ) на создание/расширение систем автоматизации в соответствии с ГОСТ 34.602, разработка проектной документации на их основе, последующая разработка рабочей документации), а также полноты и комплектности документации. Предусмотреть разработку систем автоматизации, обеспечивающих функции комплексного управления и защиты всей технологической цепочки объекта. Предусмотреть интеграцию разрабатываемых систем автоматизации в АСУ ТП УКПГ и АСУ ТП ДКС, АСПС КЗ и ПТ Губкинского ГП. При необходимости, предусмотреть расширение указанных систем.

13.2 Провести анализ действующих и создаваемых в рамках других проектов в районе строительства средств и систем автоматизации с целью оптимального использования ресурса программно-технических средств и каналов передачи данных.

13.3 В проектных решениях по автоматизации учесть этапность ввода объектов строительства (дообустройства, реконструкции).

13.4 В рамках проекта разработать рабочую документацию на существующую СОДУ для интеграции в М АСДУ ЕСГ.

13.5 Согласовать с заказчиком, эксплуатирующей организацией:

- типы применяемых программно-технических средств (ПТС), КИП, БУ ИМ, по комплектно-поставляемым и проектно-создаваемым системам автоматизации;
- структурные схемы комплекса технических средств (КТС);
- спецификации оборудования и программного обеспечения на средства и

- системы автоматизации.
14. Выделение этапов
- 14.1 Необходимость выделения этапов строительства определить в проектной документации согласовать с Заказчиком.
- 14.2 Сметную документацию разработать с выделением стоимости каждого этапа строительства.
15. Требования по ассимиляции производства
- Максимально использовать существующие здания, инженерные сети и коммуникации действующего объекта.
16. Требования к разработке перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
- 16.1 В соответствии с требованиями статьи 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации, пункта 32 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 предусмотреть отдельный раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- 16.2 Указанный раздел разработать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства» с учетом актуальных изменений и дополнений.
- 16.3 В установленном порядке осуществить сбор исходных данных для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
17. Требования по пожарной безопасности
- 17.1 Выполнить в соответствии с требованиями Федерального закона

Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Федерального закона от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», и другими действующими нормативными документами Российской Федерации регламентирующих вопросы пожарной безопасности.

17.2 Разработать отдельным разделом «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.

17.3 Проектные решения по обеспечению пожарной безопасности и техническую часть закупочной документации согласовать с Заказчиком.

18. Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности

Разработать технологический регламент на опасный производственный объект в соответствии с требованиями раздела LVI Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101; в соответствии с требованиями раздела IV Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 06.11.2013 № 520.

19. Генпроектировщик Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование».
20. Заказчик ЗАО «Пургаз».
21. Субподрядные проектные организации Способ определения субподрядных организаций согласовывается с ЗАО «Пургаз» по каждому субподрядному договору.
22. Источник финансирования Капитальные вложения ЗАО «Пургаз».
23. Срок выполнения работы В соответствии с календарным планом.
24. Срок действия задания На период проектирования и реконструкции объекта. Все изменения к заданию допускаются после согласования с инстанцией, утвердившей техническое задание.
25. Порядок сдачи работы
- 25.1 Генпроектировщику представить Заказчику материалы проектной документации с приложением заключения о применении в проектной документации утвержденных альбомов УПР либо о невозможности / нецелесообразности их применения (далее – Заключение) в 4-х экземплярах на бумажных носителях и 4-х экземплярах на электронных носителях.
- 25.2 Генпроектировщику обеспечить сопровождение проектной документации для получения положительного заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России» Заказчиком.
- 25.3 Генеральному проектировщику обеспечить сопровождение проектной документации до ввода объекта в эксплуатацию.
- 25.4 Генеральному проектировщику согласовать стадию ОТР с Заказчиком.
- 25.5 Генеральному проектировщику выпустить отчеты по результатам выполнения инженерных изысканий, разработанные в соответствии с

требованиями СП 47.13330.2016
«Инженерные изыскания для строительства.
Основные положения». Отчеты представить
в 4-х экземплярах на бумажных носителях и
4-х экземплярах на электронных носителях.

Приложение: Технические требования на проектирование на 14 л.

Согласовано:

Главный инженер – первый
заместитель генерального директора

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»



[Signature] А.В. Кононов

_____ 2019 г.

Приложение 1
к заданию на проектирование
№ 1
от « 18 » 03 2019г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
на разработку проектной документации
«Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа
ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения».

1. Общие требования

1.1 Требования к проектированию

1.1.1. Целью реконструкции является поддержание проектных уровней добычи газа в соответствии с утвержденным Протоколом заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №04-18 от 23.05.2018 «Дополнения к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения».

1.1.2. При проектировании учесть объемы поставляемого газа от сторонних организаций ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «СевКомНефтегаз».

1.1.3. Исходные данные для проектирования:

– Отчет «Дополнения к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения»;

– Авторский надзор за реализацией проектных решений по разработке сеноманской газовой залежи Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения ЗАО «Пургаз».

1.1.4. На начальном этапе проектирования выполнить сбор исходных данных, необходимых для проектирования, по результатам чего, проработать основные технические решения по реконструкции.

1.1.5. Основные технические решения по реконструкции объектов Губкинского ГП согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией. На стадии «Проект» согласовать с Заказчиком техническую документацию, принципиальные схемы, технические характеристики устанавливаемого оборудования.

1.1.6. Технические решения должны учитывать оптимальную загрузку существующих производственных мощностей объектов добычи и подготовки

газа в соответствии с проектом разработки месторождения и должны быть подтверждены расчетными данными.

1.1.7. Применяемое оборудование и материалы (в том числе трубная продукция, соединительные детали, а также изоляционные покрытия и лакокрасочные материалы) должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011), «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

1.1.8. При проектировании объектов, руководствоваться действующими нормативными документами строительного проектирования, санитарными нормами проектирования промышленных предприятий, а также другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке, учитывающих изменения Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

1.1.9. Для обслуживания оборудования и ТПА предусмотреть площадки обслуживания в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ №101 от 12 марта 2013 г.

1.1.10. Проектными решениями предусмотреть этапы реализации технических решений на 1, 2, 3.... годы и согласовать с Заказчиком.

1.1.11. Проектная документация должна включать следующее:

- Авторский надзор за строительством;
- техническую часть закупочной документации, технические требования на оборудование.

1.2 Требования к составу сооружений

1.2.1 Состав сооружений определить в процессе проектирования на основании исходных данных, технологии основного производства, состава и состояния оборудования, инженерных систем, требований к эксплуатации и обслуживанию оборудования технологического комплекса.

1.2.2 При принятии основных технических решений по реконструкции обеспечить максимальное использование существующего оборудования и систем.

2 Требования к проектированию основной технологии, вспомогательных объектов и систем

2.1 Руководящие документы

- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ВРД 39-1.8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ»;
- РД 51-0220570-2-93 «Клапаны предохранительные. Выбор, установка и расчет»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и энергетической эффективности»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с изменениями и дополнениями;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»;
- Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;
- Технические регламенты Таможенного союза.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ»;
- СП 12-103-2002 «Пути наземные рельсовые крановые. Проектирование, устройство и эксплуатация»;
- СП 60.13330.2016. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- ГОСТ 21.602-2016 «Правила выполнения рабочей документации систем отопления, вентиляции и кондиционирования»;

2.2 Требования к реконструкции газосборных сетей

2.2.1 С учетом прогноза состояния эксплуатационного фонда скважин выполнить расчет режима работы газосборной системы (далее – ГСС). Представить предложения по оптимизации работы ГСС. При необходимости предусмотреть объединение шлейфов и коллекторов для обеспечения оптимальной загрузки и обеспечения выноса жидкости, планирования вывода из эксплуатации избыточных шлейфов и коллекторов. Расчет выполнить с учетом приёма дополнительных объёмов газа сторонних организаций.

2.2.2 Представить предложения по точкам ввода ингибитора для предотвращения ледяных и гидратных пробок.

2.2.3 Для трубопроводов ГСС Ду-300 мм и более, на участках возможного скопления жидкости, предусмотреть установку трехходовых кранов байпасного типа для запуска и приема очистных устройств. Схему размещения и количество согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.2.4 На стадии ОТР предусмотреть мероприятия по реконструкции газопровода Ду-500 мм в районе вантового перехода через р.Пурпе:

– Установку запорной арматуры для отключения участка перехода, через водную преграду, замену отводов Ду-500 мм для обеспечения пропуска очистных устройств. Технические решения согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.3 Требования к реконструкции УКПГ

2.3.1 Проанализировать работу сепарационного, абсорбционного оборудования, системы регенерации ТЭГа, насосно-компрессорного оборудования, представить предложения по обеспечению температуры точки росы газа по воде в летний период. Мероприятия по оптимизации работы оборудования согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.3.2 Предусмотреть реконструкцию газопровода сырого газа ГС-1 Ду500 (общий коллектор) в ЦВСГ для подключения трубопровода перспективной врезки попутного нефтяного газа (далее ПНГ) от Северо-Комсомольского месторождения ООО «СевКомНефтегаз». Диаметр трубопровода определить по результатам расчетов с учетом заявленных объёмов поставки газа ООО «СевКомНефтегаз» на производственные мощности УКПГ Губкинского ГП. Для подключения газопровода ПНГ без остановки промысла, предусмотреть два запорных органа и свечу между ними. Схему подключения перспективной врезки газопровода ПНГ в ЦВСГ УКПГ согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.4 Требования к реконструкции ДКС

2.4.1 Проектом реконструкции предусмотреть универсальную схему обвязки с переключением цеха очистки газа (ЦОГ) ДКС на выход с III-ей очереди АВО газа для обеспечения проектных режимов работы ЦОГ и с возможностью работы оборудования ЦОГ ДКС по существующей схеме с реализацией в 2020-2021гг. Схему переключения ЦОГ ДКС согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.4.2 Предусмотреть универсальную схему обвязки для поставки газа от Тарасовского месторождения, как по существующей схеме, так и с переподключением на II ступень сжатия ДКС с применением клапана - регулятора. Схему переключения цеха очистки газа (ЦОГ) ДКС согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.4.3 Проектом реконструкции предусмотреть наращивание степени сжатия в I-ой ступени ДКС с заменой ЦБН с «длинными» корпусами во II кв. 2022 г. с заменых патрубков под новые режимы работы компрессорного цеха.

2.4.4 На стадии ОТР произвести оценку реконструкции ДКС по следующим условиям:

- изменение степени сжатия I ступени сжатия с 2,2 на 3,0 и работой ДКС по схемам 2 x 2 x 3 и 2 x 2 x 2 (количество ГПА по ступеням сжатия);

При оценке учесть следующие исходные параметры:

- сохранение мощностных характеристик ГПА
- применение как существующих, импортных ГТД ДГ90Л2, так и отечественных аналогов (рассмотреть варианты замены), при замене ЦБН с «короткими» корпусами на «длинные».

- номинальная производительность центробежного компрессора должна быть определена в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-138-2007.

Выводы предоставить в виде технико-экономической оценки.

Рекомендации выдать на основании:

- универсальности схемы регулирования режимов работы ГПА (минимизации рециклов газа);
- капитальных затрат;
- эксплуатационных затрат (с учетом рециклов);
- обеспечения максимальных сроков эксплуатации без повторной реконструкции.

2.4.5 В проектной документации отразить замену агрегатных АПК и измерительных устройств, участвующих в системе антипомпажной защиты, под новые параметры работы реконструируемых ГПА.

2.4.6 На стадии ОТР оценить необходимость замены существующих групповых перепускных клапанов (тех. №КЛ2, КЛ3 и КЛ4) (реконструкции в объеме замены сепараторов). В случае необходимости их замены учесть в проектной документации. Выполнение работ предусмотреть в период с 2020 по 2021гг.

2.4.7 Предусмотреть перевод трубопроводов обвязки ГПА с повышенной рабочей температурой в надземное положение с переизоляцией. Произвести расчеты на устойчивость и прочность существующих и вновь проектируемых трубопроводов. Нагрузки от внешней трубопроводной обвязки ГПА на патрубки компрессора не должны превышать нормируемых в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-138-2007. Также при проектировании учесть необходимость соблюдения требований ГОСТ ISO 13706-2011 в части допустимых нагрузок на патрубки АВО газа.

2.4.8 Для компенсации температурных расширений металла трубопроводов в проектной документации предусмотреть трубные компенсаторы и разгрузочные опоры.

2.4.9 Предусмотреть применение труб с нанесением антикоррозионной защиты и теплоизолирующего слоя на месте монтажа. Изоляцию стыков выполнять термоусаживающимися манжетами.

2.4.10 Для трубопроводов, переведенных в надземное положение, должно предусматриваться защитное покрытие, обеспечивающее:

- теплозащиту;
- коррозионную защиту;
- виброшумоглушение;
- возможность проведения периодических контрольных измерений в процессе эксплуатации (наличие лючков в защитном покрытии).

2.4.11 Конструктивное исполнение трубопроводов технологического газа должно обеспечивать ресурс безопасной эксплуатации с учетом:

- статических напряжений от весовых нагрузок, внутреннего давления газа, температурных деформаций;
- динамических напряжений от резонансных низкочастотных пульсаций колебаний;

- динамических нагрузок от роторных высокочастотных пульсаций потока компримируемого газа;
- других факторов.

2.5 Требования к реконструкции АВО газа

2.5.1 На стадии ОТР произвести оценку эффективности работы АВО газа III ступени сжатия ДКС Губкинского ГП. Оценка произвести по следующим вариантам:

- оценка существующей технологической схемы обвязки АВО газа с учетом текущего технического состояния (учесть количество заглушенных трубных пучков);
- увеличение количества АВО газа при последовательной схеме обвязки;
- перевод секций АВО газа №№ 23-25 на пусковой контур III ступени сжатия и перевод секций АВО газа №№ 48-50 в «рабочие».

Количество АВО газа должно быть проверено гидравлическим и тепловым расчетом для абсолютной максимальной температуры наружного воздуха. Выводы предоставить в виде технико-экономической оценки. Рекомендуемый вариант учесть в проектной документации.

2.5.2 В проекте оценить необходимость эксплуатации существующей технологической обвязки теплообменного аппарата «Газ-Газ» в связи с наращиванием степени сжатия в I ступени ДКС (учесть рабочую температуру стенки равной 100 °С). Проектом определить дальнейшее применение теплообменного аппарата «Газ-Газ».

2.5.3 На стадии ОТР выполнить оценку перехода от параллельной схемы охлаждения компримированного газа III очереди АВО газа в последовательную. Выполнить гидравлические и тепловые расчеты для абсолютной максимальной температуры наружного воздуха. В случае эффективности данного мероприятия, учесть в проектной документации с реализацией в 2021- 2022 гг.

2.5.4 На стадии ОТР определить дальнейшую возможность эксплуатации отводов Дн 219*14 входящих в технологическую обвязку аппаратов. воздушного охлаждения 2 АВГ-75С АВО газа I очереди (секции №№ 2-16) изготовленных из стали 10 по ГОСТ 1050-88 для дальнейшей эксплуатации при высоких температурах газа при компримировании и низких температурах наружного воздуха от минус 30 °С и ниже.

2.5.5 Проектом предусмотреть поэтапную замену в течение 2020-2021гг. низкотемпературной ЗРА на высокотемпературную (150 °С) в обвязке ГПА I ступени сжатия, АВО газа I очереди (секции 2-16). Необходимый объем замены ЗРА определить проектом.

2.5.6 Применить краны шаровые с уплотнениями, устойчивыми к воздействию газового конденсата, метанола.

2.6 Требования к реконструкции УППГ.

2.6.1 Проектом предусмотреть реконструкцию арматурных блоков сепараторов С-1.1-1.2, для обеспечения надежной эксплуатации в условиях увеличения объемов пластовой жидкости с механическими примесями в потоке рабочей среды.

2.6.2 Предусмотреть реконструкцию морально устаревшего оборудования, блока редуцирования газа собственных нужд.

2.6.3 Проектом предусмотреть мероприятия по замене существующих пневмогидроприводов охранных шаровых кранов УППГ и кранов установленных на линейной части межпромыслового газопровода на электроприводы. В случае отсутствия нужного типоразмера электроприводов, предусмотреть замену кранов с пневмогидроприводами на краны с электроприводами. Объем мероприятий на стадии ОТР согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

2.7. Требования к автоматизации

2.7.1 Проектные решения по автоматизации технологических процессов должны быть выполнены в соответствии со следующими нормативно-техническими и руководящими документами:

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

– Правила устройства электроустановок (издание 7);

– ГОСТ 24.104-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования»;

– ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения»;

– ГОСТ 24.702-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Эффективность автоматизированных систем управления.

Общие положения»;

- ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
- ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы стадии создания»;
- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем»;
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- ГОСТ 19.701-90 «Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Условные обозначения и правила выполнения»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ 2.601-2013 «Эксплуатационные документы»;
- ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия»;
- РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- «Система автоматического управления газоперекачивающими агрегатами. Общие технические требования», 2006 г.;
- «Временные технические требования к системам линейной телемеханики», 2012 г.;
- ПР 51-00159093-011-2000 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами в газовой промышленности. Метрологическое обеспечение. Основные положения»;
- и другими нормативно-техническими и руководящими документами Российской Федерации.

2.7.1.1 Проектирование систем автоматизации осуществить на принципах системного подхода с учетом процесса поэтапного строительства (реконструкции) объектов, а также планов ввода строящихся объектов и создаваемых (расширяемых) систем автоматизации.

2.7.1.2 Выделить пусковые комплексы и этапы создания (расширения) систем автоматизации в соответствии с этапами строительства комплекса.

2.7.2 Функциональные требования

2.7.2.1 Проектируемые системы автоматизации должны обеспечивать комплексное управление и защиту всей технологической цепочки производственного комплекса, функционировать в непрерывном (круглосуточном) режиме и обеспечивать выполнение автоматизируемых функций:

- в установившемся и аварийном режимах – автоматически, без участия оперативного персонала;
- в переходных режимах – в автоматизированном режиме, с дистанционным управлением отдельными объектами и агрегатами с единого пульта управления производственного комплекса газового промысла.

2.7.2.2 Перечень автоматизируемых функций и режимы функционирования систем автоматизации должны соответствовать целям создания проектируемого производственного комплекса, действующим нормативно-техническим и руководящим документам Российской Федерации.

2.7.3 Требования к структуре и программно-техническим средствам систем автоматизации

2.7.3.1 Для реализации автоматизируемых функций всей технологической цепочки реконструируемых технологических объектов должны быть, при необходимости, реконструированы/модернизированы (с учетом состава объектов и объемов автоматизации) следующие системы автоматизации:

- автоматизированная система управления технологическими процессами установки предварительной подготовки газа (АСУ ТП УППГ);
- автоматизированная система управления технологическими процессами установки комплексной подготовки газа (АСУ ТП УКПГ);
- автоматизированная система управления технологическими процессами дожимной компрессорной станции (АСУ ТП ДКС);

2.7.3.2 Рассмотреть необходимость реконструкции САУ АВО ДКС, в соответствии с изменением цеховой технологической обвязки и обвязки каждого из ГПА.

2.7.3.3 Предусмотреть интеграцию СОДУ с М АСДУ ЕСГ.

2.7.3.4 Способы и средства передачи данных, обеспечивающие информационный обмен между компонентами систем автоматизации, должны обеспечивать:

- резервирование каналов связи и каналобразующего оборудования для обеспечения требуемого уровня надежности на особо ответственных участках (в частности между уровнями системы);
- гарантированный доступ к информации, необходимой для функционирования системы в пределах реализуемых алгоритмов и функций;
- высокий уровень помехозащищенности и целостности передачи

данных.

2.7.3.5 Решения по метрологическому обеспечению систем автоматизации и телемеханизации должны соответствовать ГОСТ Р 8.596, ГР 51-00159093-011-2000.

2.7.3.6 При необходимости предусмотреть организацию контура инструментального заземления средств автоматизации.

2.7.3.7 Системы автоматизации в целом или все их компоненты должны иметь необходимые сертификаты, лицензии, паспорта, свидетельства о заводской или ведомственной приемке, подтверждающие правомочность их применения на объекте. Обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия данным требованиям должны устанавливаться в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

2.7.4 Требования к КИП и блокам управления исполнительными механизмами.

2.7.4.1 Для контроля и измерения технологических параметров предусмотреть использование средств контроля и измерения с унифицированными выходными сигналами.

2.7.4.2 Выбор типов средств измерений и регулирования должен обеспечивать поддержание заданных технологических параметров в соответствии с требованиями к качеству выполнения и реализации каждой автоматизируемой функции. При выборе типов средств измерений учитывать длительность межповерочного интервала, наличие функции самодиагностики технического состояния, периодичность и объем работ по техническому обслуживанию.

2.7.4.3 Средства автоматизации, эксплуатируемые во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащиту, подтвержденную сертификатом взрывозащищенности оборудования, соответствующую категории и группе взрывоопасных смесей в этих зонах.

2.7.4.4 Предусмотреть климатическое исполнение и исполнение по пылевлагозащите средств автоматизации наружной установки, обеспечивающее их эксплуатацию без дополнительных технических решений. При отсутствии средств соответствующего исполнения обеспечить необходимые условия эксплуатации (обогреваемый шкаф, отопливаемый блок-бокс и др.) в соответствии с требованиями руководств и инструкций заводов-изготовителей средств автоматизации.

2.7.4.5 Проектные решения по местам установки первичных

преобразователей, средств измерения и контроля должны обеспечивать свободный доступ к ним для выполнения монтажа, обслуживания, ремонта, калибровки и поверки.

2.7.4.6 Предусмотреть применение средств измерений, блоков управления, электроприводов (задвижек и крановых узлов) и электропневматических позиционеров (запорно-регулирующих клапанов) с функцией самодиагностики.

2.7.4.7 Типы применяемых КИП и БУ ИМ должны быть согласованы с Заказчиком, эксплуатирующей организацией.

2.7.5 Требования к составу и этапности разработки проектных решений по автоматизации

2.7.5.1 Разработать в соответствии с утвержденным ТЗ и привести в Проекте структурную схему комплекса технических средств (КТС) создаваемых (расширяемых) систем автоматизации. КТС систем автоматизации должны быть сконфигурированы по уровням контроля, управления и регулирования, отражать иерархию и отношение подчиненности при реализации функций управления и защиты, учитывать принцип иерархической соподчиненности задач управления и требования оптимизации межуровневых информационных потоков. На структурных схемах КТС отобразить:

- перечень автоматизируемых объектов производственно-технологического комплекса;
- основные элементы систем автоматизации, включая основные и резервные пункты управления с автоматизированными рабочими местами оперативного контроля и управления, сервисные АРМ, основное и резервное серверное и коммутационное оборудование, шкафы управления и устройства связи с объектом (УСО);
- границы функциональных подсистем;
- локальные САУ, поставляемые комплектно с технологическим оборудованием и установками;
- связи между подсистемами и элементами систем автоматизации с указанием типов связи, интерфейсов и протоколов обмена данными;
- существующее оборудование систем автоматизации (в случае использования ресурса существующих программно-технических средств и каналов передачи данных);
- этапность ввода систем автоматизации и оборудования (с учетом этапности ввода строящихся производственных и технологических объектов).

2.7.5.2 Структурные схемы КТС систем автоматизации должны быть согласованы эксплуатирующей организацией, Заказчиком.

2.7.5.3 Структура, состав, функции и тип применяемых ПТС, КИП и БУ

ИМ, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием и установками, должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией, Заказчиком.

2.7.5.4 Разработать и представить в составе проектной документации спецификации оборудования и ПО создаваемых (расширяемых) систем автоматизации и СОДУ.

2.7.5.5 В Проекте должна быть определена номенклатура оборудования, не требующего монтажа и не входящего в сметы строек, необходимого для обеспечения эксплуатации реконструируемых систем. Оборудование, не требующее монтажа, должно быть оформлено в отдельной спецификации.

2.7.5.6 Затраты на создание проектируемых систем автоматизации и расширение существующих систем должны быть выделены в сводном сметном расчете Проекта отдельными строками.

2.7.5.7 При направлении на ведомственную экспертизу проектная документация в обязательном порядке должна содержать заключение о полноте выполнения требований утвержденного задания на проектирование в части автоматизации технологических процессов (в разрезе пунктов, допускается объединение с заключением по Проекту в целом) и согласованный расчет сводных данных по примененным в проекте средствам и системам автоматизации. Заключение и расчет должны быть подписаны генеральным проектировщиком, эксплуатирующей организацией и Заказчиком.

На стадии «Рабочая документация»:

2.7.5.8 Разработать и согласовать с разработчиками систем автоматизации, эксплуатирующей организацией и Заказчиком перечень программ и методик испытаний создаваемых (расширяемых) в рамках проекта систем автоматизации.

2.7.5.9 Для согласования основных параметров и комплектности МТР в части автоматизации при подготовке материалов для организации закупок, технических заданий на изготовление оборудования, опросных листов, при включении в документацию ссылок на технические условия в обязательном порядке согласовывать указанные документы и требования в части средств и систем автоматизации с эксплуатирующей организацией, Заказчиком.

2.8 Электроснабжение

2.8.1 Проектирование выполнить в соответствии с требованиями:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание 6, 7;
- ПТЭЭП «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»;
- СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и энергетической эффективности»;
- и другими нормативными документами Российской Федерации, а также техническими условиями энергосетевых организаций.

2.8.2 Предусмотреть максимальное использование существующего оборудования и распределительных сетей электроснабжения.

2.8.3 Проектом реконструкции предусмотреть электроподогрев кранов шаровых в технологической обвязке ГПА и КЦ. Производителя электрообогрева согласовать с Заказчиком.

2.8.4 Предусмотреть рабочее и аварийное освещение производственных объектов в соответствии с СНиП 23-05-95* с применением энергоэффективных светодиодных источников освещения. Производителя светодиодных источников освещения согласовать с Заказчиком.

2.9 Защита от коррозии

2.9.1 Раздел «Защита от коррозии» разработать в соответствии с основным нормативным документом «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» №384-ФЗ, ВСН 39-1.22-007-2002, ВСН 39-1.8-008-2002, ГОСТ Р 51164-98, УПР.ЭХЗ-01-2013, УПР.ЭХЗ-02-2013, ПУЭ.

2.9.2 Изоляционные, защитные покрытия и материалы:

- предусмотреть типы и конструкции изоляционных покрытий трубопроводов заводского исполнения, разрешенные к применению в РФ;
- предусмотреть поставку запорной арматуры и соединительных деталей в заводской изоляции, разрешенной к применению в РФ;
- при поставке неизолированных элементов подземных трубопроводов (фасонных деталей крановых узлов и соединительных деталей) применить полиуретановые материалы.

2.10 Требования к трубопроводной арматуре (ТПА)

Выбор трубопроводной арматуры (ТПА) производить с учетом требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под избыточным давлением», утвержденного Решением Совета Евразийской экономической комиссии» №41 от 02.07. 2013 года, имеющую сертификат соответствия. На стадии ОТР тип, марку (ТПА) согласовать с Заказчиком.

2.11 Требования к трубам и соединительным деталям трубопроводов (СДТ)

Выбор труб и соединительных деталей (СДТ) производить в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»;

– СТО Газпром 2-4.1-713-2013 «Технические требования к трубам и соединительным деталям»;

– Применять только трубы и СДТ разрешенные к применению на объектах ПАО «Газпром», состоящие в Едином Реестре МТР ПАО «Газпром», сертифицированные в системе добровольной сертификации (СДС) «ИНТЕРГАЗСЕРТ».

– Выбор труб и СДТ для газопроводов систем газораспределения в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-496-2010 «Инструкция по производству сварочных работ при строительстве и ремонте стальных и полиэтиленовых газопроводов систем газораспределения на объектах ОАО «Газпром».

2.12 Требования к монтажу и сварке трубопроводов

Монтаж и сварку трубопроводов необходимо выполнять в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах».

2.13 Требования к оборудованию, работающему под давлением

Оборудование, работающее под давлением необходимо выполнить в соответствии с требованиями:

– Технические регламенты Таможенного союза: (ТР ТС 010/2011); (ТР ТС012/2011); (ТР ТС 032/2013).

– Перечень стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического

регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013). Решение Коллегии Евразийской экономической комиссии от 25.02.2014 N 22.

– Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г.

– Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013г.

2.14 Требования к разработке природоохранных мероприятий

Разработать раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ, а также других законодательных и нормативных документов РФ в области охраны окружающей среды.

Проектная документация должна соответствовать требованиям природоохранного законодательства и нормативной документации в области охраны окружающей среды, действующим на момент разработки проектной документации и периода ее согласования. Раздел «Перечень мероприятий по ООС», в обязательном порядке, должен содержать в качестве приложения расчеты выбросов загрязняющих веществ от источников выделения, с применением утвержденных методик.

Учесть требования СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

В графической части раздела учесть требования СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»:

– предусмотреть места накопления (временного складирования) отходов на строительных площадках в период проведения работ;

– мероприятия по сокращению образования отходов и снижению класса опасности отходов в источниках их образования;

– мероприятия по обоснованию принятого способа удаления отходов (сбор, накопление, транспортирование, обработка, утилизация, обезвреживание, размещение) в целях сокращения количества размещаемых на полигоне твердых коммунальных отходов и уменьшения платы за НВОС при размещении отходов IV-V классов;

– мероприятия по организации своевременного транспортирования отходов с целью их дальнейшего размещения (хранения и захоронения) на

полигоне твердых коммунальных отходов, внесенного в государственный реестр объектов размещения отходов;

– мероприятия по рекультивации нарушенных земель с включением ТУ землепользователей и затрат на выполнение биологической рекультивации, согласованной собственниками/землепользователями земельных участков;

– мероприятия по охране и воспроизводству водных биоресурсов при пресечении водных объектов, при выполнении работ в водоохраных зонах и прибрежных защитных полосах водотоков, в т.ч. представить документы, необходимые для подготовки решения о предоставлении водного объекта в пользование в соответствии с требованием Постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2006 г. № 844.

При отсутствии необходимости разработки каких-либо из указанных подразделов в текстовой части раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» представить соответствующее обоснование.

Согласовано:

Главный инженер – первый

заместитель генерального директора

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

 А.В. Кононов

« 03 » _____ 2019 г.

М.П.



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ЗАО «Пургаз»

В.П. Евко

2019 г.



Дополнение № 1

**к техническим требованиям на разработку проектной документации
«Реконструкция и техперевооружение объектов добычи газа
ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения».**

Внести в раздел 2.2 «Требования к реконструкции газосборных сетей» следующий пункт:

2.2.5 Проектом предусмотреть мероприятия по замене существующих пневмоприводов шаровых кранов кустов газовых скважин №№ 1-25 Южного участка на электроприводы, со сроком проведения СМР в 2022-2023 гг.

Объемы, период проведения СМР по годам и мероприятия по замене на стадии ОТР согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

В случае отсутствия нужного типоразмера электроприводов, предусмотреть замену кранов с пневмоприводами на краны с электроприводами.

Согласовано:

Главный инженер – первый
заместитель генерального директора

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

А.В. Кононов

2019 г.



Приложение № 1.3
к договору №0497.135.002.2018/0007 от
30.01.2020г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ЗАО «Пургаз»
С.П. Стецюкевич
06 2020 г.



Дополнение № 2

к техническим требованиям на разработку проектной документации
«Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа
ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения».

П 2.4.1. Изложить в редакции:

Проектом реконструкции предусмотреть схему обвязки с подключением цеха очистки газа (ЦОГ) ДКС на выход ДКС для обеспечения проектных режимов работы ЦОГ. Схему переключения ЦОГ согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

П 2.4.2. Исключить.

П 2.4.3. Изложить в редакции:

Проектом реконструкции предусмотреть наращивание степени сжатия в I-ой ступени ДКС по двум вариантам:

Вариант 1 – Замена существующих корпусов компрессоров 294 серии (L=2890 мм) на корпуса 295 серии (L=3150 мм) с конечной степенью сжатия не менее 3,0.

Вариант 2 – Применение СПЧ 16/21-3,0 в существующих компрессорах 294 серии (L=2890 мм).

Расчеты режимов работы ГПА выполнить поквартально с графическим представлением рабочих точек ЦБН на газодинамической характеристике. В расчетах принимать температуру газа на входе в ГПА с учетом установки теплообменных аппаратов (п. Х.Х.Х. ТТ).

Выводы представить в виде технико-коммерческой оценки на стадии ОТР.

П 2.4.4. Исключить фрагмент:

- применение как существующих, импортных ГТД ДГ 90 Л2, так и отечественных аналогов (рассмотреть варианты замены) при замене ЦБН с «короткими» корпусами на «длинные».

П 2.4.15. Изложить в редакции:

На стадии ОТР выполнить оценку перехода от параллельной к параллельно-последовательной схеме охлаждения компримированного газа I и III ступени сжатия ДКС. Переключение режимов (параллельное и параллельно-последовательное соединение аппаратов) должно осуществляться запорной арматурой с дистанционным и местным управлением. Выполнить гидравлические и тепловые расчеты для абсолютной максимальной температуры наружного воздуха. В случае эффективности данного мероприятия, учесть данное решение в проектной документации с реализацией в 2021-2022 году.

П 2.4.17. Изложить в редакции:

Проектом предусмотреть поэтапную замену в течение 2020-2021 гг. низкотемпературной ЗРА на высокотемпературную (150°C) в обвязке ГПА I очереди ДКС (ст. №№1-4), АВО газа I очереди (секции 2-16). Рассмотреть возможность демонтажа ЗРА на ТПО I очереди ДКС с рабочей температурой $T=80^{\circ}\text{C}$: КШ ст. №№24,25,26,31,32,53,54,58,59,64,65,71. Необходимый объем замены (демонтажа) определить на стадии ОТР.

Внести в раздел 2.4. «Требования к реконструкции ДКС» следующие пункты:

Х.Х.Х. Предусмотреть установку теплообменных аппаратов «газ-газ» для снижения температуры газа на выходе ДКС в летний период с целью повышения эффективности процесса осушки газа. Охлаждающая среда - газ на входе в ДКС. Охлаждаемая среда - газ на выходе с АВО III ступени сжатия. Температура охлаждаемого газа на выходе установки теплообменников должна быть не выше $T=+25^{\circ}\text{C}$ при температуре газа на входе $T=+40^{\circ}\text{C}$. Прирост температуры охлаждающего газа (вход ГПА) учесть при расчете режимов работы ГПА и АВО I ступени ДКС с условиями максимальной степени сжатия (3,0). Схема должна предусматривать включение теплообменных аппаратов в работу без остановки процесса компримирования газа, возможность оперативного регулирования температуры, расхода газа с дистанционным управлением, контролем и регистрацией параметров (давление, температура, расход).

Х.Х.Х. Предусмотреть реконструкцию ЗРУ-6 кВ УКПГ с применением микропроцессорной элементной базы с интеграцией в общую сеть контроля и управления системой электроснабжения.

Х.Х.Х. Предусмотреть установку на четвертом коллекторе перед ЦВ и СГ УКПГ устройства для улавливания залповых поступлений пластовой воды. Конструкция и обвязка устройства должна обеспечивать сброс жидкости в существующую систему утилизации пластовой жидкости ЦВ и СГ.

Х.Х.Х. Предусмотреть разработку, согласование и утверждение в установленном порядке технических заданий (требований) на оборудование, используемое в проекте. Оформленные технические задания (требования) должны включаться в техническую часть закупочной документации. Оборудование, поставляемое по техническим условиям, применять только после согласования с Заказчиком.

Составил:
Заместитель генерального
директора по производству



Я.Ю. Шульга

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ЗАО «Пургаз»

С.П. Стецюкевич
2022 г.


Дополнение №3

к техническим требованиям на разработку проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа ЗАО «Пургаз» Губкинского газового месторождения».

Пункт 2.3.2 изложить в редакции:

Предусмотреть подключение трубопровода перспективной врезки попутного нефтяного газа (далее ПНГ) от Северо-Комсомольского месторождения ООО «СевКомНефтегаз». Диаметр трубопровода определить по результатам расчетов с учетом заявленных объемов поставки газа ООО «СевКомНефтегаз» на производственные мощности УКПГ Губкинского ГП. Обеспечить возможность подключения газопровода ПНГ без остановки промысла. Схему подключения перспективной врезки газопровода ПНГ в ЦВСГ УКПГ согласовать с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

Пункт 2.4.6 изложить в редакции:

На стадии ОТР оценить необходимость замены существующих групповых перепускных клапанов (тех. №КЛ2, КЛ3 и КЛ4) (реконструкции в объеме замены сепараторов). В случае необходимости их замены учесть в проектной документации.

Исключить из раздела 2.4 следующие пункты:

Х.Х.Х. Предусмотреть реконструкцию ЗРУ-6 кВ УКПГ с применением микропроцессорной элементной базы с интеграцией в общую сеть контроля и управления системой электроснабжения.

Х.Х.Х. Предусмотреть установку на четвертом коллекторе перед ЦВ и СГ УКПГ устройства для улавливания залповых поступлений пластовой воды. Конструкция и обвязка устройства должна обеспечивать сброс жидкости в существующую систему утилизации пластовой жидкости ЦВ и СГ.

Пункт 2.5.3 изложить в редакции:

На стадии ОТР выполнить оценку перехода от параллельной к параллельно-последовательной схеме охлаждения компримированного газа I и III степени сжатия ДКС. Переключение режимов (параллельное и параллельно-последовательное соединение аппаратов) должно осуществляться запорной арматурой с дистанционным и местным

управлением. Выполнить гидравлические и тепловые расчеты для абсолютной максимальной температуры наружного воздуха.

Пункт 2.4.17 изложить в редакции:

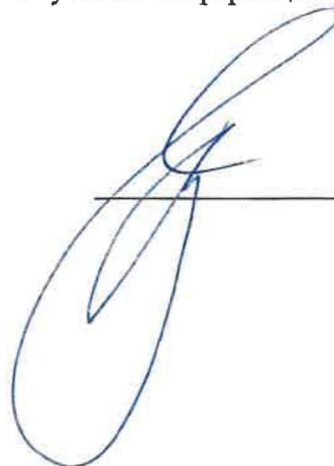
Проектом предусмотреть замену низкотемпературной ЗРА на высокотемпературную (150° С) в обвязке ГПА I очереди ДКС (ст. №№1-4), АВО газа I очереди (секции 2-16).

Пункт 2.7.3.3 изложить в редакции:

Привести данные по действующему положению в части системы оперативно-диспетчерского управления объектов. Реализовать передачу данных из расширяемых систем автоматизации в систему оперативно-диспетчерского управления. Выполнить доработку программного обеспечения СОДУ с учетом информационного объема от реконструируемых технологических объектов.

**Заместитель генерального директора
по производству ЗАО «Пургаз»**

«29» 03 2022 г.



Я.Ю. Шульга

