**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"**

## Заказчик – ОАО "ЯМАЛ СПГ"

# РАСШИРЕНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО ГКМ

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 1. Технологические и монтажно-компоновочные решения**
**Книга 1. Текстовая часть**

## 20.002.1-ИОС7.1.1
## (2100-PDO-25711-UNGG-R)

## Том 5.7.1.1

| Изм. | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|
| 14 | П265-25 | | 26.11.25 |
| | | | |
| | | | |

2025

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"**

**Заказчик – ОАО "ЯМАЛ СПГ"**

# РАСШИРЕНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО ГКМ

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 1. Технологические и монтажно-компоновочные решения**

**Книга 1. Текстовая часть**

## 20.002.1-ИОС7.1.1 (2100-PDO-25711-UNGG-R)

## Том 5.7.1.1

Главный инженер В.А. Чуркин

Главный инженер проекта В.В. Солодовников

| Изм. | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|
| 14 | П265-25 | | 26.11.25 |
| | | | |
| | | | |

2025

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|---|---|---|
| **20.002.1-СП** | Состав проектной документации | Выпускается отдельным документом |
| **20.002.1-ИОС7.1.1-С** | Содержание тома 5.7.1.1 | Лист 2 Изм.14 |
| **20.002.1-ИОС7.1.1.ТЧ** | Текстовая часть | Лист 3 Изм.14 |
| **Приложение А** | Расчёт поражающих факторов чрезвычайной ситуации, связанной с разрывом газопровода-шлейфа | Лист 220 |
| **Приложение Б** | Письмо ОАО "Ямал СПГ" № МР-20-0557-Н от 02.04.2024 О проектировании перемычки на КУ №12 | Лист 232 |
| **Приложение В** | Письмо ОАО "Ямал СПГ" № МР-20-1541-Н от 19.09.2024 О применении МТР из наличия при строительстве лупинга от КГС №26 | Лист 234 |
| **Приложение Г** | Расчёт поражающих факторов чрезвычайной ситуации, связанной с разрывом газопровода-шлейфа | Лист 235 |

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | - | Зам. | П265-25 | | 26.11.25 |

**20.002.1-ИОС7.1.1-С**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Разраб. | Антипенкова | | 26.11.25 |
| Проверил | Ктиторов | | 26.11.25 |
| Зав.гр. | Ктиторов | | 26.11.25 |
| Н.контр. | Якимишин | | 26.11.25 |
| Гл.спец. | Якимишин | | 26.11.25 |

**Содержание тома 5.7.1.1**

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | | 1 |

ЮЖНИИГИПРОГАЗ

Формат А4

## Содержание

1. Исходные данные для проектирования....5
1.1. Местоположение объекта и общие сведения о районе размещения....7
1.2. Существующее положение на объекте....10
1.3. Источники поступления сырья....12
1.3.1. Основные показатели разработки....12
1.3.2. Описание источников поступления сырья. Состав и характеристика рабочих сред, обращающихся в системах....19
1.4. Производственная программа и номенклатура продукции....23
1.4.1. Плановая производительность проектируемых объектов....23
1.4.2. Очередность ввода мощностей....25
1.4.3. Номенклатура и качество товарной продукции....33
2. Обоснование показателей и характеристик технологических процессов и оборудования....34
2.1. Обвязка кустов скважин....34
2.2. Газосборная сеть....42
2.3. Предупреждение гидратообразования, парафиноотложений и углекислотной коррозии....44
2.3.1. Обоснование решений по предупреждению гидратообразования....44
2.3.2. Обоснование решений по защите от углекислотной коррозии....48
2.3.3. Обоснование решений по предупреждению парафиноотложений....50
3. Назначение и мощность проектируемых объектов....53
4. Характеристика принятых технологических решений и оборудования....55
4.1. Обвязка кустов скважин....55
4.2. Потребности в основных видах ресурсов и реагентов....69
4.3. Перечень основного технологического оборудования....71
4.4. Описание мест расположения приборов учета энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных....77
4.5. Конструктивные решения обвязки кустов скважин....77
4.5.1. Обвязка устья скважин и прискважинные сооружения....77
4.5.2. Трубы, детали трубопроводов....83
4.6. Технологические и конструктивные решения линейного объекта "Газопровод-шлейф от КГС №26....101
4.6.1. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться

строительство линейного объекта ..... 102
4.6.2. Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта ..... 102
4.6.3. Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта ..... 103
4.6.4. Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..... ..... 103
4.6.5. Сведения о категории и классе линейного объекта. ..... 103
4.6.6. Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта. ..... 104
4.6.7. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий) ..... 106
4.6.8. Перечень мероприятий по энергосбережению ..... 106
4.6.9. Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта ..... 106
4.6.10. Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест ..... 107
4.6.11. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта..... 108
4.6.12. Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта..... 108
4.6.13. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность 108
4.6.14. Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях (при необходимости)..... 109
4.6.15. Конструктивные решения по газопроводу –шлейфу от КГС№26..... 109
4.7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов ..... 136
5. Описание автоматизированных систем производственных объектов .....138
5.1 Описание обвязки газовой скважины №11 (ПК1) куста №2 и газоконденсатной скважины №4 (ТП-ХМ) куста №26. ..... 138
5.2 Описание обвязки газовой скважины №171 (ЮЯ) куста №30. ..... 140
5.3 Описание обвязки газовой скважины Ю261 (ЮЯ) куста №26..... 143

5.4 Дополнительная обвязка кустов скважин ..... 146
5.5 Технические средства контроля и автоматизации. ..... 147
5.6 Контроль довзрывоопасных концентраций газов. ..... 149
5.7 Решения по противоаварийной автоматической защите (ПАЗ). ..... 149
5.8 Метрологическое обеспечение средств измерения. ..... 150
Электроснабжение и заземление. ..... 151
5.9 Кабельные линии связи. ..... 154
5.10 Описание автоматизированных систем управления уровень 1 (аппаратные). ..... 156
5.10.1 Уровни контроля и управления ..... 158
5.10.2 Электропитание и заземление ..... 159
6 Мероприятия по выполнению требований, предъявляемых к оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах ..... 162
7 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств ..... 177
8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников ..... 178
8.1 Структура управления производством. ..... 178
8.2 Вахтовый метод организации работ. Режим труда и отдыха. ..... 178
8.3 Профессионально-квалификационный состав работников. Количество рабочих мест. ..... 179
8.4 Организация и оснащение рабочих мест. ..... 180
9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объектов капитального строительства ..... 183
9.1 Общие положения. ..... 183
9.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда. ..... 184
9.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД. ..... 185
9.4 Бытовое обслуживание трудящихся. ..... 187
9.5 Оценка вредных факторов производственного процесса и их влияния на условия труда персонала. ..... 188
10 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу, количестве отходов и сбросов в водные объекты ..... 193
11 Перечень мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду ..... 196
11.1 Атмосферный воздух. ..... 196
11.2 Водная среда. ..... 197
12 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению ..... 202

13 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технологических регламентов ....204
14 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов ....205
15 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов ....207
16 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых на объекте, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов ....208
17 Обозначения и сокращения ....209
18 Перечень иллюстраций ....210
19 Перечень таблиц ....211
20 Ссылочные нормативные документы ....213
Таблица регистрации изменений ....216

## 1. Исходные данные для проектирования

Настоящая проектная документация разработана согласно Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденному первым заместителем директора ОАО "Ямал СПГ" Д.А. Фоминым, а также в соответствии с законодательством и действующей нормативной документацией РФ.

Настоящий раздел выполнен в соответствии с положениями п. 22 Постановления Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. №87 "О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию" в редакции, действующей на момент разработки документации.

Основная цель работы – определение объемов строительства и разработка технических решений по обустройству дополнительных скважин на существующих кустах Южно-Тамбейского ГКМ.

Существующие кусты скважин были запроектированы в составе проектной документации 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, а также в составе проектной документации 77.17.021 "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019, 22.001.1 "Расширение кустов газовых скважин № 25, № 26, № 47 газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы №89-1-1-3-003012-2024 от 29.01.2024.

В данной проектной документации предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт.

14.1 14.2

- скважина №11 (1023) в составе куста №2;
- скважины №4 (5261), №5 (4264), №7 (Ю261), №8 (Ю262), №9 (Ю263), №10 (Ю264), №11 (Ю265), №12 (Ю266), №13 (Ю267), №14 (Ю268), №15 (Ю269), №16 (Ю2610), №17 (Ю2611) в составе куста №26;
- скважина №12 (171), №17 (Ю301), №18 (Ю302), №19 (Ю303), №20 (Ю304), №36 (Ю3010) в составе куста №30;
- скважины №9 (3355), №10 (3357) в составе куста №35;
- скважины №13 (3406), №14 (2401), №15 (3405), №16 (175) в составе куста №40;
- скважина №8 (170, 4451) в составе куста №45;
- скважины №14 (7461), №15 (2462) в составе куста №46.

14.4 14.3

Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной

документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 13.015, 77.17.021 (названия и номера положительных заключений ГГЭ приведены выше), 77.21.007 "Обустройство скважин юрских залежей Южно-Тамбейского ГКМ" (положительное заключение Государственной экспертизы №89-1-1-3-007432-2024 от 22.02.2024), 21.021 "Подключение скважин дополнительного фонда к газосборной сети ЮТГКМ" (положительное заключение Государственной экспертизы №89-1-1-3-009048-2023 от 28.02.2023).

Лицензия на право пользования недрами СЛХ 13239 НЭ от 13.07.2005, выдана ОАО "Ямал СПГ" на срок до 31.12.2045.

Режим работы предприятия круглосуточный, круглогодичный. Расчетное количество дней в году – 350.

При разработке проектной документации в качестве исходных данных использованы документы и материалы, перечисленные в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 - Перечень материалов с исходными данными**

| **именование** | **Копии материалов приведены в томе** |
|---|---|
| Задание на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное первым заместителем директора ОАО "Ямал СПГ" Д.А. Фоминым. | 20.002.1-ПЗ2 |
| Письмо ОАО "Ямал СПГ" от 30.03.2020 № МР-12-1133-Н "Запрос исходных данных для проектирования". | 20.002.1-ИОС7.1.2 |
| Протокол заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №84-13 от 17.12.2013 г. "Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (ОАО "Ямал СПГ")", г. Тюмень | - |
| Протокол заседания Центральной нефтегазовой секции от 22.11.2019 №7715 "Проект пробной эксплуатации юрских отложений Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения ЯНАО" (ОАО "ЯМАЛ СПГ"), Москва. | - |
| Специальные технические условия на проектирование и строительство кустовых площадок № 2, № 35 объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-тамбейского ГКМ" | - |
| Специальные технические условия на проектирование и строительство кустовых площадок № 26, № 45, № 46 объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" | - |
| Технические условия на подключение проектируемых скважин по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к коммуникациям существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ. | 20.002.1-ИОС7.1.2 |
| Изменение №2 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ" (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001) | 20.002.1-ПЗ1 |
| Заключение экспертизы промышленной безопасности регистрационный номер №57-ОБ-06212-2020 к изменению №2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ" | 20.002.1-ПЗ1 |

| именование | Копии материалов приведены в томе |
|---|---|
| Проектная документация "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившая положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, №89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019 | - |
| Проектная документация "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившая положительное заключение Государственной экспертизы №89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019 | - |
| Обосновывающий отчет согласно положениям пункта 6 Статьи 15 Федерального Закона от 30.12.2009г. № 384–ФЗ "Технический регламент о требованиях безопасности зданий и сооружений" при проектировании и строительстве кустовых площадок №30, №39, №40 объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" | 20.002.1-ПЗ2 |
| Изменение №1 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" (регистрационный номер ОПО А59-60514-0015) | 20.002.1-ПЗ11 |
| Заключение экспертизы промышленной безопасности регистрационный номер №01-ОБ-21427-2025 к изменению №1 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" (включено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности № УВ.77.021427.25-У5 от 24.06.2025) | 20.002.1-ПЗ11 |

### 1.1. Местоположение объекта и общие сведения о районе размещения

Местоположение объекта: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

В административном отношении участок работ расположен на территории Сеяхинского сельсовета МО Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в границах Южно-Тамбейского лицензионного участка, отведенного ОАО "Ямал СПГ" для геологической разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения.

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Сабетта.

Объект расположен на землях Сеяхинского сельского совета, отведенных в долгосрочную аренду ОАО "Ямал СПГ".

Обзорная схема района проектирования объектов масштаба 1:100000, представлена на рисунке 1.1.

Рельеф района изысканий равнинный, поверхность характеризуется небольшими поднятиями и понижениями, с отметками местности не превышающими 6,6 – 23,2 метров Балтийской системы высот 1977 г. с понижением до 0.8 метров на урезе р. Няхарванготаяха.

Климат рассматриваемого района определяется его географическим положением в Западной Арктике на северной широте 71-73°, возле холодного ледовитого Карского моря, в зоне влияния Северного ледовитого океана, Северной Атлантики и материка.

Средняя месячная температура воздуха района приведена в таблице 1.2.

**Таблица 1.2 - Средняя месячная температура воздуха, °С (по ГМС Тамбей)**

| Месяц | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Янв. | Фев. | Март | Апр. | Май | Июнь | Июль | Авг. | Сен. | Окт. | Нояб | Дек. |
| -24,2 | -25,1 | -22,5 | -15,8 | -6,8 | 1,1 | 5,9 | 6,7 | 3,0 | -5,4 | -15,1 | -20,7 |

Абсолютный годовой максимум температуры воздуха - плюс 30,4 °С.

Абсолютный годовой минимум температуры воздуха – минус 49,4 °С.

Температура воздуха наиболее холодных суток:

- обеспеченностью 0,98 - минус 47 °С;
- обеспеченностью 0,92 - минус 45 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки:

- обеспеченностью 0,98 - минус 44 °С;
- обеспеченностью 0,92 - минус 42 °С.

Продолжительность периода со среднесуточными положительными температурами составляет около 100 дней.

Средняя годовая скорость ветра 5,9 м/с. Наибольшие скорости ветра относятся к осенне-зимнему периоду и достигают в ноябре 6.4 м/с. Минимальные скорости ветра отмечаются летом и составляют 5.1 – 5.6 м/с.

В среднем в рассматриваемом районе за год выпадает 268 мм осадков.

Снежный покров образуется во второй декаде октября, сходит в середине июня. В январе высота снежного покрова на открытых участках суши 22 - 25 см. Наибольшие средние декадные высоты снежного покрова накапливаются к концу апреля - началу мая и составляют 33 - 34 см.

Средняя из наибольших высота снежного покрова за весь период наблюдений составляет 46 см. Число дней со снежным покровом составляет - 238 дней.

В гидрографическом отношении территория относится к бассейну Обской губы. Гидрография района представлена многочисленными водотоками различной крупности, озерами с небольшими глубинами и площадями акваторий, чаще термокарстового происхождения и плоскими верховыми болотами незначительной глубины.

Мощность ММП в пределах полуострова Ямал изменяется, как свидетельствуют данные буровых и геофизических исследований, в очень широком диапазоне: от 2 - 5 до 300 - 400 м.

**Рисунок 1.1 – Обзорная схема**

Районы с наибольшей мощностью ММП расположены в осевой, наиболее возвышенной части полуострова. Они образуют широкую, практически меридиональную полосу, протягивающуюся от широты пос. Тамбей через северный и центральный Ямал. Эти районы практически со всех сторон окружены территориями, в пределах которых мощность ММП изменяется от 150 до 300 м, и типичны для казанцевской морской равнины, лагунно-морских и надпойменных террас и многих районов лайды Обской губы. Меньшие по величине мощности мерзлых толщ (от 50 до 150 м) характерны для районов, примыкающих к Карскому морю. Наименьшие мощности (менее 50 м) мерзлых пород характерны для лайды и приустьевых частей пойм рек, впадающих в Карское море. Такие

же небольшие мощности отмечены и в пределах морских террас, в их узкой полосе, непосредственно прилегающей к берегу моря, а также на многих участках поймы р. Обь.

На картах общего сейсмического районирования (ОСР) Российской Федерации ОСР-2015 (СП 14.13330.2014, Приложение А) район работ расположен в пределах зоны с ожидаемой интенсивностью землетрясений по категориям А, В и С - 5 баллов по шкале MSK-64.

### 1.2. Существующее положение на объекте

Проектной документацией предусматривается расширение существующих кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ, реализованных в соответствии с проектной документацией 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, а также в составе проектной документации 77.17.021 "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019, 22.001 "Расширение кустов газовых скважин № 25, № 26, № 47 газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы №89-1-1-3-003012-2024 от 29.01.2024.

Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение расположено в восточной части полуострова Ямал, в 540 км к северо-востоку от г.Салехарда. Ближайшими месторождениями являются Западно-Тамбейское, Северо-Тамбейское и Тасийское. которые, вместе с Южно-Тамбейским месторождением, образуют Тамбейскую группу месторождений.

Южно-Тамбейское месторождение является наиболее крупным из Тамбейской группы месторождений. Открыто оно в 1974 году.

Ввод месторождения в промышленную разработку – в 2017 г.

Изначально добыча газа предполагается суммарным фондом скважин – 208 шт., сгруппированных в 19 кустов и одну площадку одиночной скважины.

Комплексный проект Ямал СПГ состоит из объектов добычи, подготовки, сжижения, отгрузки природного газа и стабильного конденсата Южно-Тамбейского месторождения. Добытый с Южно-Тамбейского месторождения отсепарированный газ направляется в газообразном состоянии для сжижения на завод по производству газа природного в сжиженном состоянии.

В состав комплекса входят следующие объекты:

- кусты газовых скважин;
- газосборная сеть от кустов скважин до площадки входных сооружений завода СПГ;
- входные сооружения;
- завод СПГ;

- объекты хранения и отгрузки СПГ;
- резервуары хранения стабильного конденсата;
- электростанция;
- объекты инфраструктуры:
  1) административная зона;
  2) вахтовый поселок эксплуатационного персонала;
  3) зона вспомогательных служб;
  4) пожарное депо;
  5) газоспасательная станция;
  6) водозаборные сооружения на р. Сабеттаяха;
  7) водопроводные очистные сооружения (ВОС);
  8) канализационные очистные сооружения (КОС);
  9) полигон по закачке промстоков в пласт;
  10) насосная противопожарного водоснабжения;
  11) полигон по захоронению промышленных и бытовых отходов (ТБО);
  12) цех переработки бурового шлама – не входит в состав настоящего проекта.
- межплощадочные инженерные сети;
- комплекс объектов жизнеобеспечения (КОЖО).

Кроме того, в перспективе предусматривается строительство дожимной компрессорной станции.

Обвязка существующих скважин выполнена с применением арматурных блоков задавочных линий и арматурных блоков обвязки скважин полной заводской готовности. Подача метанола на скважины осуществляется через системы регулируемой подачи ингибитора (СРПИ).

Скважины оснащены системой телемеханики и подземными забойными датчиками с подключением к системе цифровое месторождение. Система телемеханики обеспечивает возможность работы скважин куста в автоматическом, дистанционном (без постоянного присутствия персонала) и местном режимах управления.

Добываемый пластовый газ собирается в кустовые коллектора и по газопроводам-шлейфам транспортируется на входные сооружения Южно-Тамбейского ГКМ. Расчетное давление существующих трубопроводов обвязки кустов и газопроводов-шлейфов составляет 22,3 МПа (изб.).

Продувка скважин существующих кустов предусматривается на устройстве горизонтальном горелочном с устройством земляного амбара. Для проведения исследований скважин на факельном коллекторе кустов предусмотрен узел для подключения передвижной исследовательской установки.

## 1.3. Источники поступления сырья

### 1.3.1. Основные показатели разработки

Исходными данными для разработки проектной документации являются показатели работы скважин по годам эксплуатации и компонентные составы добываемых флюидов, предоставленные письмом ОАО "Ямал СПГ" №МР-12-1133-Н от 30.03.2020, а также Протокол заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №84-13 от 17.12.2013 "Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (ОАО "Ямал СПГ")", Протокол заседания Центральной нефтегазовой секции от 22.11.2019 №7715 "Проект пробной эксплуатации юрских отложений Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения ЯНАО".

Тектонически Южно-Тамбейское месторождение приурочено к одноименному поднятию. Месторождение приурочено к крупным структурам III порядка – Южно-Тамбейскому куполу I и куполу II, осложняющим структуру II порядка – Южно-Тамбейское куполовидное поднятие, расположенное в пределах Поруйского крупного вала.

Геологический разрез Южно-Тамбейского месторождения представлен палеозойскими образованиями фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Газоносность установлена в терригенных отложениях сеноманского, апт-альбского, готерив-барремского ярусов. Всего выделено 35 объектов: пласты $ПК_1$, $ХМ_1$, $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_3^1$, $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_2^1$, $ТП_3$, $ТП_4$, $ТП_4^1$, $ТП_6$, $ТП_7$, $ТП_8$, $ТП_9$, $ТП_{10}^0$, $ТП_{11}$, $ТП_{12}$, $ТП_{13}$, $ТП_{13}^1$, $ТП_{14-15}$, $ТП_{16}$,$ТП_{17}$, $ТП_{18}$, $ТП_{19}$, $ТП_{19}1$, $ТП_{20}$, $ТП_{20}^1$, $ТП_{21}$, $ТП_{22}$, $ТП_{23}$, $ТП_{24}$, $ТП_{26}$, $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$. По всем объектам установлено 72 продуктивные залежи.

14.1 В пределах юрских отложений Южно-Тамбейского месторождения промышленно газоносными являются терригенные отложения Вымской свиты (продуктивные пласты $ЮЯ_{7-9}$) и продуктивные отложения Малышевской свиты (продуктивные пласты $ЮЯ_{2-4}$).

14.2 Всего на юрских отложениях Южно-Тамбейского месторождения в пяти продуктивных пластах выявлено десять газоконденсатных залежей.

Добыча углеводородной смеси проектируемыми скважинами предусматривается из пластов: $ПК_1$ – газовая залежь (сеноманские отложения); $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_3$, $ТП_4$, $ТП_7$, $ТП_{19}$, $ХМ_1$, $ХМ_2$ – газоконденсатные залежи (апт-альбский и готерив-барремский яруса); $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ – газоконденсатные залежи (юрские отложения).

В данной проектной документации предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт. Распределение проектируемых скважин по существующим кустам приведено в таблице 1.3.

**Таблица 1.3 - Распределение проектируемых скважин по существующим кустам Южно-Тамбейского ГКМ**

| Наименование куста | Кол-во проектируемых скважин, шт. | Порядковый номер | Скважина по проекту разработки | Номер скважины на генплане | Пласт |
|---|---|---|---|---|---|
| Куст скважин №2 | 1 | скважина №11 | 1023 | 0211-ПК | $ПК_1$ |
| Куст скважин №26 | 13 | скважина №4 | 5261 | 2604 | $ТП_7$ |
| | | скважина №5 | 4264 | 2605 | $ТП_4$ |
| | | скважина №7 | Ю261 | 2607 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №8 | Ю262 | 2608 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №9 | Ю263 | 2609 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №10 | Ю264 | 2610 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №11 | Ю265 | 2611 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №12 | Ю266 | 2612 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №13 | Ю267 | 2613 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №14 | Ю268 | 2614 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №15 | Ю269 | 2615 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №16 | Ю2610 | 2616 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №17 | Ю2611 | 2617 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| Куст скважин №30 | 6 | скважина №12 (юрская скважина 171) | 171 | 171 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №17 | Ю301 | 3017 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №18 | Ю302 | 3018 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №19 | Ю303 | 3019 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №20 | Ю304 | 3020 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| | | скважина №36 | Ю3010 | 3036 | $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ |
| Куст скважин №35 | 2 | скважина №9 | 3355 | 3509 | $ТП_1$ |
| | | скважина №10 | 3357 | 3510 | $ТП_2$ |
| Куст скважин №40 | 4 | скважина №13 | 3406 | 4013 | $ТП_3$ |
| | | скважина №14 | 2401 | 4014 | $ХМ_2$ |
| | | скважина №15 | 3405 | 4015 | $ТП_1$ |

14.1

14.2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Наименование куста | Кол-во проектируемых скважин, шт. | Порядковый номер | Скважина по проекту разработки | Номер скважины на генплане | Пласт |
|---|---|---|---|---|---|
| | | скважина №16 (юрская скважина 175) | 175 | 175 | ЮЯ$_{7-9}$, ЮЯ$_{2-4}$ |
| Куст скважин №45 | 1 | скважина №8 | 170 (4451 после ЗБС) | 170 | ТП$_{19}$ |
| Куст скважин №46 | 2 | скважина №14 | 7461 | 4614 | ТП$_{19}$ |
| | | скважина №15 | 2462 | 4615 | ХМ$_1$ |

Суммарная максимальная производительность проектируемых скважин по газу составляет 6,26 млн. м$^3$/сут + 15,4 млн. м$^3$/сут от скважин юрских залежей, Суммарная максимальная производительность проектируемых скважин по конденсату углеводородному составляет 310,8 т/сут + 2955 т/сут от скважин юрских залежей.

14.1

Максимальный годовой отбор газа проектируемыми скважинами составляет 2,19 млрд. м$^3$ + 5,39 млрд. м$^3$ от скважин юрских залежей. Максимальный годовой отбор конденсата углеводородного – 108,73 тыс. тонн + 1034,3 тыс. тонн от скважин юрских залежей.

Показатели работы проектируемых скважин по годам эксплуатации приведены в таблицах 1.4, 1.5, 1.6, 1.7.

Максимальное ожидаемое статическое давление на устье проектируемых скважин составляет:

- 8,8 МПа для скважин пласта ПК$_1$;
- 15,5 МПа для скважин пласта ТП$_1$;
- 15,6 МПа для скважин пласта ТП$_2$;
- 15,8 МПа для скважин пласта ТП$_3$;
- 16,3 МПа для скважин пласта ТП$_4$;
- 17,3 МПа для скважин пласта ТП$_7$;
- 19,6 МПа для скважин пласта ТП$_{19}$;
- 14,0 МПа для скважин пласта ХМ$_1$;
- 14,2 МПа для скважин пласта ХМ$_2$;
- 48,3 МПа для скважин пласта ЮЯ;
- 52,4 МПа для скважин ЮЯ №№ Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611.

Максимальный дебит по газу проектируемых скважин составляет до 1,5 млн.м$^3$/сут. Максимальный дебит по конденсату проектируемых скважин составляет до 267,2 т/сут.

Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021. Детальное описания разделения приведено далее в разделе 2.1.

**Таблица 1.4 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (Добыча газа, млн.м3/сут)**

| Год | Q газа, млн. м³/сут | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Куст №2 | Куст №26 | | | | | | Куст №30 | | | | | Куст №35 | | Куст №40 | | | | Куст №45 | Куст №46 | |
| | '1023' | '5261' | '4264' | 'Ю261' | 'Ю262' | 'Ю263' | 'Ю264' | 171 | 'Ю301' | 'Ю302' | 'Ю303' | 'Ю304' | '3355' | '3357' | '2401' | '3405' | '3406' | 175 | 170 | '2462' | '7461' |
| | 11 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 | 10 | 12 | 17 | 18 | 19 | 20 | 9 | 10 | 14 | 15 | 13 | 16 | 8 | 15 | 14 |
| 2021 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.32 | 0.26 | 0.96 | 0.50 | 0.64 | 0.36 | - | 0.21 | 0.28 |
| 2022 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.34 | 0.17 | 1.02 | 0.50 | 0.52 | 0.36 | - | 0.23 | - |
| 2023 | - | 0.60 | 0.60 | - | - | - | - | 0.36 | - | - | - | - | 0.37 | 0.14 | 1.25 | 0.50 | 0.43 | 0.36 | 0.43 | 0.30 | 0.21 |
| 2024 | - | 0.60 | 0.60 | 1.0* | - | - | - | 0.36 | 1.0* | 1.0* | - | - | 0.31 | 0.13 | 1.34 | 0.50 | 0.37 | 0.36 | 0.28 | 0.34 | 0.06 |
| 2025 | - | 0.58 | 0.60 | 0.51* | 0.40* | 0.50* | 0.56* | 0.36 | 0.62* | 0.62* | 0.68* | 0.83* | 0.24 | - | 1.50 | 0.43 | 0.27 | 0.32 | 0.27 | 0.53 | - |
| 2026 | 0.80 | 0.39 | 0.60 | 0.32* | 0.18* | 0.20* | 0.22* | 0.32 | 0.41* | 0.37* | 0.35* | 0.45* | 0.22 | 0.18 | 1.41 | 0.40 | 0.31 | 0.30 | 0.25 | 0.84 | 0.24 |
| 2027 | 0.69 | 0.39 | 0.60 | 0.26* | 0.16* | 0.17* | 0.18* | 0.27 | 0.34* | 0.35* | 0.33* | 0.37* | 0.22 | 0.14 | 1.49 | 0.41 | 0.31 | 0.26 | 0.23 | 0.90 | 0.14 |
| 2028 | 0.61 | 0.38 | 0.60 | 0.20* | 0.17* | 0.13* | 0.15* | 0.27 | 0.28* | 0.28* | 0.26* | 0.28* | 0.22 | 0.16 | 1.50 | 0.43 | 0.30 | 0.23 | 0.19 | 0.99 | 0.05 |
| 2029 | 0.49 | 0.36 | 0.60 | 0.18* | 0.15* | 0.11* | 0.13* | 0.24 | 0.25* | 0.25* | 0.23* | 0.25* | 0.21 | 0.09 | 1.50 | 0.45 | 0.29 | 0.22 | 0.16 | 1.13 | - |
| 2030 | 0.40 | 0.31 | 0.60 | 0.17* | 0.14* | 0.10* | 0.12* | 0.22 | 0.25* | 0.25* | 0.23* | 0.24* | 0.20 | - | 1.50 | 0.47 | 0.28 | 0.21 | 0.15 | 1.28 | - |
| 2031 | 0.36 | 0.28 | 0.54 | 0.15* | 0.13* | 0.09* | 0.11* | 0.21 | 0.23* | 0.23* | 0.21* | 0.22* | 0.20 | 0.10 | 1.50 | 0.43 | 0.25 | 0.20 | 0.13 | 1.21 | - |
| 2032 | 0.30 | 0.25 | 0.47 | 0.14* | 0.12* | 0.08* | 0.10* | 0.20 | 0.21* | 0.23* | 0.20* | 0.20* | 0.20 | 0.09 | 1.50 | 0.40 | 0.22 | 0.19 | 0.12 | 1.14 | - |
| 2033 | 0.22 | 0.23 | 0.41 | 0.14* | 0.12* | 0.08* | 0.10* | 0.19 | 0.22* | 0.24* | 0.20* | 0.20* | 0.20 | - | 1.47 | 0.36 | 0.19 | 0.18 | 0.11 | 1.06 | - |
| 2034 | 0.20 | 0.20 | 0.35 | 0.13* | 0.11* | 0.07* | 0.09* | 0.18 | 0.20* | 0.22* | 0.18* | 0.19* | 0.19 | - | 1.24 | 0.34 | 0.17 | 0.18 | 0.10 | 1.00 | - |
| 2035 | 0.12 | 0.18 | 0.30 | 0.15* | 0.13* | 0.10* | 0.12* | 0.18 | 0.21* | 0.23* | 0.20* | 0.20* | 0.19 | - | 0.98 | 0.32 | 0.15 | 0.17 | 0.09 | 0.94 | - |
| 2036 | 0.09 | 0.16 | 0.26 | 0.14* | 0.12* | 0.09* | 0.10* | 0.17 | 0.20* | 0.22* | 0.19* | 0.19* | 0.19 | 0.08 | 0.69 | 0.30 | 0.14 | 0.17 | 0.08 | 0.89 | - |
| 2037 | - | 0.14 | 0.24 | 0.13* | 0.11* | 0.08* | 0.09* | 0.17 | 0.18* | 0.21* | 0.17* | 0.17* | 0.19 | - | 0.33 | 0.27 | 0.12 | 0.16 | 0.07 | 0.85 | - |
| 2038 | - | 0.13 | 0.21 | 0.11* | 0.10* | 0.07* | 0.08* | 0.16 | 0.16* | 0.19* | 0.15* | 0.15* | 0.19 | - | - | 0.25 | 0.10 | 0.16 | 0.06 | 0.81 | - |
| 2039 | - | 0.12 | 0.18 | 0.10* | 0.09* | 0.06* | 0.07* | 0.16 | 0.17* | 0.20* | 0.16* | 0.15* | 0.17 | - | - | 0.23 | 0.09 | 0.16 | 0.05 | 0.77 | - |
| 2040 | - | 0.10 | 0.15 | 0.09* | 0.08* | - | - | 0.16 | 0.15* | 0.18* | 0.14* | 0.14* | 0.17 | 0.07 | - | 0.21 | 0.08 | 0.15 | 0.05 | 0.73 | - |
| 2041 | - | 0.09 | 0.13 | 0.07* | 0.07* | - | - | 0.15 | 0.13* | 0.15* | 0.12* | 0.12* | 0.17 | - | - | 0.20 | 0.07 | 0.15 | 0.04 | 0.68 | - |
| 2042 | - | 0.07 | 0.11 | - | 0.07* | - | - | 0.15 | 0.11* | 0.13* | 0.11* | 0.10* | 0.17 | - | - | 0.20 | 0.06 | 0.15 | 0.03 | 0.63 | - |
| 2043 | - | 0.06 | 0.10 | - | 0.07* | - | - | 0.15 | 0.10* | 0.12* | 0.10* | 0.10* | 0.17 | - | - | 0.16 | 0.06 | 0.14 | - | 0.60 | - |
| 2044 | - | 0.06 | - | - | 0.07* | - | - | 0.14 | 0.10* | 0.12* | 0.10* | 0.09* | 0.17 | - | - | 0.17 | 0.05 | 0.14 | - | 0.52 | - |
| 2045 | - | - | 0.09 | - | 0.06* | - | - | 0.14 | 0.09* | 0.11* | 0.09* | 0.09* | 0.17 | - | - | 0.17 | - | 0.14 | - | 0.54 | - |
| 2046 | - | 0.05 | 0.06 | - | 0.07* | - | - | 0.14 | 0.09* | 0.10* | 0.09* | 0.08* | 0.17 | - | - | 0.15 | - | 0.14 | - | 0.49 | - |
| 2047 | - | 0.03 | 0.05 | - | 0.06* | - | - | 0.14 | 0.08* | 0.10* | 0.08* | 0.08* | 0.16 | - | - | 0.15 | - | 0.14 | - | 0.41 | - |
| 2048 | - | - | 0.04 | - | 0.06* | - | - | 0.14 | 0.08* | 0.09* | 0.08* | 0.08* | 0.16 | - | - | 0.14 | - | 0.13 | - | 0.38 | - |
| 2049 | - | 0.04 | 0.04 | - | 0.06* | - | - | 0.13 | 0.08* | 0.09* | 0.08* | 0.07* | 0.16 | - | - | 0.13 | - | 0.13 | - | 0.35 | - |
| 2050 | - | 0.03 | 0.04 | - | 0.06* | - | - | 0.13 | 0.07* | 0.08* | 0.07 | 0.07* | 0.16 | - | - | 0.12 | - | 0.13 | - | 0.32 | - |
| 2051 | - | - | 0.04 | - | 0.06* | - | - | 0.13 | 0.06* | 0.08* | 0.06* | 0.06* | 0.16 | - | - | 0.11 | - | 0.13 | - | 0.29 | - |
| 2052 | - | 0.03 | - | - | 0.05* | - | - | 0.13 | 0.06* | 0.07* | 0.06* | 0.06* | 0.16 | - | - | 0.10 | - | 0.13 | - | 0.26 | - |
| 2053 | - | - | - | - | 0.05* | - | - | 0.13 | 0.06* | 0.07* | 0.06* | 0.05* | 0.16 | - | - | 0.10 | - | 0.13 | - | 0.23 | - |
| 2054 | - | - | 0.08 | - | - | - | - | 0.13 | 0.05* | 0.06* | 0.05* | 0.05* | 0.16 | - | - | 0.09 | - | 0.12 | - | 0.20 | - |
| 2055 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | 0.05* | 0.06* | 0.05* | - | 0.16 | - | - | 0.08 | - | 0.12 | - | 0.18 | - |
| 2056 | - | 0.03 | - | - | - | - | - | 0.12 | - | 0.06* | - | - | 0.22 | - | - | 0.08 | - | 0.12 | - | 0.10 | - |
| 2057 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | 0.05* | - | - | 0.22 | - | - | 0.07 | - | 0.12 | - | 0.13 | - |
| 2058 | - | - | 0.04 | - | - | - | - | 0.12 | - | 0.05* | - | - | 0.22 | - | - | 0.07 | - | 0.12 | - | 0.13 | - |
| 2059 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - | - | 0.22 | - | - | 0.06 | - | 0.12 | - | 0.10 | - |
| 2060 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - | - | 0.22 | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - |
| 2061 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - | - | 0.22 | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - |
| 2062 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - | - | 0.18 | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - |
| 2063 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - |
| 2064 | - | - | - | - | - | - | - | 0.12 | - | - | - | - | 0.17 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2065 | - | - | - | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2066 | - | - | - | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2067 | - | - | - | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2068 | - | - | - | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - | - | 0.19 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2069 | - | - | - | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - | - | 0.18 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2070 | - | - | - | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - | - | 0.18 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |
| 2071 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0.17 | - | - | - | - | 0.11 | - | - | - |

Примечание: данные приведены на 01 января каждого года. / * - указано среднее годовое значение

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

**Таблица 1.5 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (добыча конденсата, т/сут)**

| Год | Q конд., т/сут | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Куст №2 | Куст №26 | | | | | | Куст №30 | | | | | Куст №35 | | Куст №40 | | | | Куст №45 | Куст №46 | |
| | '1023' | '5261' | '4264' | 'Ю261' | 'Ю262' | 'Ю263' | 'Ю264' | 171 | 'Ю301' | 'Ю302' | 'Ю303' | 'Ю304' | '3355' | '3357' | '2401' | '3405' | '3406' | 175 | 170 | '2462' | '7461' |
| | 11 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 | 10 | 12 | 17 | 18 | 19 | 20 | 9 | 10 | 14 | 15 | 13 | 16 | 8 | 15 | 14 |
| 2021 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8.00 | 6.40 | 1.10 | 12.50 | 13.10 | 95.60 | - | 0.30 | 26.60 |
| 2022 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8.30 | 4.20 | 1.20 | 12.40 | 10.60 | 93.30 | - | 0.30 | - |
| 2023 | - | 34.80 | 3.50 | - | - | - | - | 93.50 | - | - | - | - | 9.20 | 3.40 | 1.50 | 12.40 | 8.70 | 89.70 | 34.90 | 0.40 | 18.80 |
| 2024 | - | 33.70 | 3.40 | 181.6* | - | - | - | 90.10 | 180.5* | 182.7* | - | - | 7.50 | 3.10 | 1.60 | 12.40 | 7.30 | 83.00 | 21.90 | 0.40 | 5.20 |
| 2025 | - | 31.70 | 3.30 | 83.5* | 71.1* | 72.8* | 82.2* | 83.50 | 100.3* | 105.6* | 118.0* | 146.1* | 6.00 | - | 1.80 | 10.70 | 5.40 | 67.90 | 20.90 | 0.60 | - |
| 2026 | - | 20.90 | 3.30 | 44.7* | 28.9* | 24.6* | 28.3* | 68.80 | 57.8* | 56.9* | 53.9* | 69.6* | 5.30 | 4.30 | 1.60 | 10.00 | 6.00 | 59.40 | 18.40 | 1.00 | 20.10 |
| 2027 | - | 20.00 | 3.20 | 32.4* | 24.9* | 18.7* | 20.9* | 58.20 | 44.0* | 48.4* | 45.8* | 50.0* | 5.30 | 3.40 | 1.70 | 10.20 | 5.90 | 52.80 | 16.60 | 1.10 | 11.50 |
| 2028 | - | 18.90 | 3.10 | 25.0* | 19.8* | 13.2* | 14.6* | 54.50 | 37.5* | 36.8* | 33.4* | 37.2* | 5.50 | 3.80 | 1.80 | 10.50 | 5.70 | 49.20 | 13.70 | 1.20 | 3.90 |
| 2029 | - | 17.60 | 3.00 | 20.8* | 16.7* | 10.6* | 12.0* | 49.90 | 31.7* | 31.9* | 28.4* | 30.7* | 5.10 | 2.10 | 1.80 | 11.00 | 5.30 | 46.50 | 10.90 | 1.40 | - |
| 2030 | - | 14.40 | 2.90 | 18.8* | 15.3* | 9.3* | 10.8* | 46.90 | 29.2* | 30.3* | 26.3* | 27.8* | 5.00 | - | 1.80 | 11.50 | 5.00 | 44.40 | 10.20 | 1.50 | - |
| 2031 | - | 12.80 | 2.50 | 15.9* | 13.2* | 7.8* | 9.3* | 44.60 | 25.3* | 27.1* | 22.9* | 23.8* | 5.00 | 2.30 | 1.80 | 10.40 | 4.40 | 42.70 | 9.20 | 1.50 | - |
| 2032 | - | 11.10 | 2.20 | 14.2* | 12.0* | 6.9* | 8.5* | 42.80 | 22.8* | 25.2* | 20.7* | 21.2* | 4.90 | 2.00 | 1.80 | 9.60 | 3.90 | 41.20 | 8.40 | 1.40 | - |
| 2033 | - | 10.00 | 1.80 | 13.5* | 11.5* | 6.6* | 8.1* | 41.30 | 21.8* | 24.8* | 19.9* | 20.1* | 4.80 | - | 1.70 | 8.60 | 3.40 | 40.00 | 7.70 | 1.30 | - |
| 2034 | - | 8.80 | 1.50 | 11.7* | 10.2* | 5.8* | 7.2* | 40.10 | 19.0* | 22.2* | 17.5* | 17.4* | 4.70 | - | 1.50 | 8.20 | 3.00 | 38.90 | 6.80 | 1.20 | - |
| 2035 | - | 7.90 | 1.30 | 12.9* | 11.5* | 7.8* | 8.9* | 39.00 | 18.9* | 21.6* | 17.6* | 17.5* | 4.70 | - | 1.10 | 7.60 | 2.70 | 38.00 | 6.10 | 1.10 | - |
| 2036 | - | 7.00 | 1.10 | 11.4* | 10.1* | 6.5* | 7.4* | 38.00 | 17.1* | 19.8* | 15.9* | 15.8* | 4.70 | 2.00 | 0.80 | 7.10 | 2.40 | 37.10 | 5.30 | 1.10 | - |
| 2037 | - | 6.00 | 1.00 | 10.4* | 9.2* | 5.6* | 6.5* | 37.10 | 14.9* | 17.7* | 13.8* | 13.6* | 4.60 | - | 0.40 | 6.30 | 2.10 | 36.30 | 4.70 | 1.00 | - |
| 2038 | - | 5.60 | 0.80 | 8.5* | 7.7* | 4.6* | 5.4* | 36.30 | 13.0* | 15.5* | 12.2* | 11.8* | 4.60 | - | - | 5.90 | 1.80 | 35.60 | 4.30 | 1.00 | - |
| 2039 | - | 4.80 | 0.70 | 7.3* | 6.8* | 3.8* | 4.7* | 35.60 | 13.1* | 15.5* | 12.3* | 11.9* | 4.20 | - | - | 5.50 | 1.60 | 34.90 | 3.60 | 0.90 | - |
| 2040 | - | 4.10 | 0.60 | 6.7* | 6.5* | - | - | 34.90 | 11.8* | 13.9* | 11.1* | 10.7* | 4.20 | 1.60 | - | 4.90 | 1.40 | 34.30 | 3.10 | 0.90 | - |
| 2041 | - | 3.70 | 0.50 | 5.6* | 5.4* | - | - | 34.30 | 9.9* | 11.8* | 9.5* | 9.1* | 4.20 | - | - | 4.60 | 1.20 | 33.70 | 2.60 | 0.80 | - |
| 2042 | - | 3.10 | 0.40 | - | 5.3* | - | - | 33.70 | 8.6* | 10.3* | 8.3* | 8.0* | 4.10 | - | - | 4.70 | 1.00 | 33.20 | 2.10 | 0.80 | - |
| 2043 | - | 2.40 | 0.40 | - | 5.7* | - | - | 33.20 | 7.9* | 9.4* | 7.7* | 7.3* | 4.10 | - | - | 3.90 | 1.00 | 32.70 | - | 0.70 | - |
| 2044 | - | 2.40 | - | - | 5.1* | - | - | 32.70 | 7.4* | 8.8* | 7.3* | 6.9* | 4.10 | - | - | 4.00 | 0.80 | 32.20 | - | 0.60 | - |
| 2045 | - | - | 0.30 | - | 4.9* | - | - | 32.20 | 7.0* | 8.3* | 6.9* | 7.0* | 4.10 | - | - | 3.90 | - | 31.80 | - | 0.70 | - |
| 2046 | - | 2.00 | 0.20 | - | 5.1* | - | - | 31.80 | 6.8* | 7.9* | 6.6* | 6.4* | 4.10 | - | - | 3.50 | - | 31.40 | - | 0.60 | - |
| 2047 | - | 1.30 | 0.20 | - | 5.0* | - | - | 31.40 | 6.5* | 7.5* | 6.3* | 6.1* | 3.90 | - | - | 3.40 | - | 31.00 | - | 0.50 | - |
| 2048 | - | - | 0.20 | - | 4.9* | - | - | 31.00 | 6.3* | 7.3* | 6.1* | 5.9* | 3.90 | - | - | 3.20 | - | 30.60 | - | 0.50 | - |
| 2049 | - | 1.50 | 0.20 | - | 4.9* | - | - | 30.60 | 6.2* | 7.0* | 6.0* | 5.7* | 4.00 | - | - | 3.00 | - | 30.30 | - | 0.40 | - |
| 2050 | - | 1.30 | 0.20 | - | 4.7* | - | - | 30.30 | 5.8* | 6.6* | 5.6* | 5.4* | 4.00 | - | - | 2.80 | - | 30.00 | - | 0.40 | - |
| 2051 | - | - | 0.10 | - | 4.4* | - | - | 30.00 | 5.4* | 6.2* | 5.2* | 5.0* | 4.00 | - | - | 2.60 | - | 29.60 | - | 0.40 | - |
| 2052 | - | 1.20 | - | - | 4.2* | - | - | 29.60 | 5.1* | 5.8* | 4.9* | 4.7* | 4.00 | - | - | 2.40 | - | 29.30 | - | 0.30 | - |
| 2053 | - | - | - | - | 4.1* | - | - | 29.30 | 4.8* | 5.5* | 4.7* | 4.4* | 4.00 | - | - | 2.20 | - | 29.10 | - | 0.30 | - |
| 2054 | - | - | 0.30 | - | - | - | - | 29.10 | 4.6* | 5.2* | 4.4* | 4.3* | 4.00 | - | - | 2.10 | - | 28.80 | - | 0.20 | - |
| 2055 | - | - | - | - | - | - | - | 28.80 | 4.4* | 5.0* | 4.3* | - | 4.00 | - | - | 1.90 | - | 28.50 | - | 0.20 | - |
| 2056 | - | 1.10 | - | - | - | - | - | 28.50 | - | 4.8* | - | - | 5.30 | - | - | 1.80 | - | 28.30 | - | 0.10 | - |
| 2057 | - | - | - | - | - | - | - | 28.30 | - | 4.5* | - | - | 5.30 | - | - | 1.70 | - | 28.00 | - | 0.20 | - |
| 2058 | - | - | 0.10 | - | - | - | - | 28.00 | - | 4.3* | - | - | 5.30 | - | - | 1.60 | - | 27.80 | - | 0.20 | - |
| 2059 | - | - | - | - | - | - | - | 27.80 | - | - | - | - | 5.30 | - | - | 1.50 | - | 27.60 | - | 0.10 | - |
| 2060 | - | - | - | - | - | - | - | 27.60 | - | - | - | - | 5.30 | - | - | - | - | 27.40 | - | - | - |
| 2061 | - | - | - | - | - | - | - | 27.40 | - | - | - | - | 5.30 | - | - | - | - | 27.20 | - | - | - |
| 2062 | - | - | - | - | - | - | - | 27.10 | - | - | - | - | 4.30 | - | - | - | - | 27.00 | - | - | - |
| 2063 | - | - | - | - | - | - | - | 26.90 | - | - | - | - | 4.70 | - | - | - | - | 26.80 | - | - | - |
| 2064 | - | - | - | - | - | - | - | 26.80 | - | - | - | - | 4.00 | - | - | - | - | 26.60 | - | - | - |
| 2065 | - | - | - | - | - | - | - | 26.60 | - | - | - | - | 4.60 | - | - | - | - | 26.40 | - | - | - |
| 2066 | - | - | - | - | - | - | - | 26.40 | - | - | - | - | 4.60 | - | - | - | - | 26.20 | - | - | - |
| 2067 | - | - | - | - | - | - | - | 26.20 | - | - | - | - | 4.60 | - | - | - | - | 26.00 | - | - | - |
| 2068 | - | - | - | - | - | - | - | 26.00 | - | - | - | - | 4.40 | - | - | - | - | 25.90 | - | - | - |
| 2069 | - | - | - | - | - | - | - | 25.90 | - | - | - | - | 4.40 | - | - | - | - | 25.70 | - | - | - |
| 2070 | - | - | - | - | - | - | - | 25.70 | - | - | - | - | 4.20 | - | - | - | - | 25.60 | - | - | - |
| 2071 | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | 4.10 | - | - | - | - | 25.40 | - | - | - |

Примечание: данные приведены на 01 января каждого года. / * - указано среднее годовое значение

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

**Таблица 1.6 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (устьевые показатели давления, МПа)**

| Год | Руст., МПа | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Куст №2 | Куст №26 | | | | | | Куст №30 | | | | | Куст №35 | | Куст №40 | | | | Куст №45 | Куст №46 | |
| | '1023' | '5261' | '4264' | 'Ю261' | 'Ю262' | 'Ю263' | 'Ю264' | 171 | 'Ю301' | 'Ю302' | 'Ю303' | 'Ю304' | '3355' | '3357' | '2401' | '3405' | '3406' | 175 | 170 | '2462' | '7461' |
| | 11 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 | 10 | 12 | 17 | 18 | 19 | 20 | 9 | 10 | 14 | 15 | 13 | 16 | 8 | 15 | 14 |
| 2021 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 12.7 | 8.3 | 12.2 | 12.6 | 9.0 | 34.5 | - | 13.0 | 8.5 |
| 2022 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 11.4 | 9.2 | 11.9 | 11.6 | 8.9 | 19.6 | - | 12.9 | - |
| 2023 | - | 13.3 | 13.6 | - | - | - | - | 20.1 | - | - | - | - | 8.6 | 9.0 | 11.5 | 10.7 | 9.0 | 14.4 | 8.0 | 12.7 | 8.2 |
| 2024 | - | 11.6 | 12.9 | 24.5* | - | - | - | 14.6 | 24.0* | 31.4* | - | - | 8.5 | 8.7 | 11.0 | 9.8 | 9.0 | 10.0 | 8.3 | 12.6 | 8.0 |
| 2025 | - | 10.3 | 12.2 | 20.6* | 27.1* | 22.1* | 25.2* | 10.3 | 20.6* | 23.8* | 24.9* | 24.6* | 8.4 | - | 10.3 | 9.5 | 9.5 | 7.4 | 7.6 | 12.0 | - |
| 2026 | 6.5 | 10.9 | 11.4 | 17.3* | 24.1* | 17.4* | 20.3* | 7.4 | 18.5* | 20.9* | 21.4* | 20.2* | 8.3 | 6.4 | 10.1 | 9.1 | 8.6 | 4.0 | 7.0 | 10.8 | 5.9 |
| 2027 | 5.9 | 10.1 | 10.5 | 15.4* | 21.4* | 14.1* | 17.1* | 7.4 | 16.9* | 18.3* | 18.1* | 17.7* | 8.3 | 6.4 | 9.5 | 8.5 | 7.9 | 4.0 | 6.5 | 10.1 | 5.1 |
| 2028 | 5.5 | 9.2 | 9.7 | 15.1* | 14.1* | 12.1* | 12.2* | 4.0 | 17.4* | 17.6* | 16.8* | 17.3* | 8.3 | 6.0 | 9.0 | 7.8 | 7.3 | 4.0 | 6.2 | 9.2 | 4.8 |
| 2029 | 5.3 | 8.4 | 8.9 | 13.8* | 13.0* | 11.0* | 11.2* | 4.0 | 15.9* | 16.4* | 15.5* | 15.7* | 8.3 | 5.8 | 8.5 | 7.0 | 6.6 | 4.0 | 6.0 | 7.6 | - |
| 2030 | 5.1 | 8.0 | 8.1 | 12.5* | 11.9* | 10.1* | 10.4* | 4.0 | 14.4* | 15.0* | 14.0* | 14.1* | 8.3 | - | 7.8 | 6.0 | 6.0 | 4.0 | 5.7 | 5.5 | - |
| 2031 | 5.0 | 7.5 | 7.5 | 11.5* | 11.1* | 9.5* | 9.8* | 4.0 | 13.3* | 14.0* | 13.0* | 13.0* | 8.3 | 5.3 | 7.1 | 5.7 | 5.7 | 4.0 | 5.4 | 4.9 | - |
| 2032 | 4.8 | 7.1 | 7.1 | 10.5* | 10.3* | 8.9* | 9.2* | 4.0 | 12.0* | 12.7* | 11.8* | 11.7* | 8.3 | 5.0 | 6.2 | 5.4 | 5.4 | 4.0 | 5.1 | 4.6 | - |
| 2033 | 4.7 | 6.7 | 6.7 | 9.5* | 9.4* | 8.4* | 8.6* | 4.0 | 10.7* | 11.4* | 10.6* | 10.5* | 8.3 | - | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 4.0 | 4.9 | 4.6 | - |
| 2034 | 4.6 | 6.3 | 6.3 | 8.5* | 8.4* | 7.8* | 7.9* | 4.0 | 9.5* | 10.2* | 9.4* | 9.3* | 8.3 | - | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 4.0 | 4.7 | 4.5 | - |
| 2035 | 4.5 | 6.0 | 6.0 | 7.0* | 6.9* | 5.8* | 5.9* | 4.0 | 8.0* | 8.7* | 7.9* | 7.8* | 8.3 | - | 4.9 | 4.9 | 4.9 | 4.0 | 4.6 | 4.5 | - |
| 2036 | 4.4 | 5.7 | 5.7 | 5.8* | 5.7* | 4.9* | 5.0* | 4.0 | 6.7* | 7.3* | 6.6* | 6.5* | 8.3 | 4.4 | 4.7 | 4.7 | 4.7 | 4.0 | 4.5 | 4.4 | - |
| 2037 | - | 5.5 | 5.4 | 5.0* | 5.0* | 4.3* | 4.4* | 4.0 | 6.3* | 6.8* | 6.2* | 6.1* | 8.4 | - | 4.5 | 4.7 | 4.6 | 4.0 | 4.4 | 4.3 | - |
| 2038 | - | 5.2 | 5.1 | 4.7* | 4.6* | 4.2* | 4.2* | 4.0 | 5.4* | 5.7* | 5.4* | 5.3* | 8.4 | - | - | 4.6 | 4.5 | 4.0 | 4.3 | 4.3 | - |
| 2039 | - | 5.0 | 5.0 | 4.5* | 4.6* | - | - | 4.0 | 4.3* | 4.4* | 4.3* | 4.3* | 8.5 | - | - | 4.6 | 4.5 | 4.0 | 4.2 | 4.3 | - |
| 2040 | - | 4.9 | 4.8 | 4.0* | 4.0* | - | - | 4.0 | 3.8* | 3.8* | 3.8* | 3.8* | 8.5 | 4.8 | - | 4.6 | 4.5 | 4.0 | 4.2 | 4.3 | - |
| 2041 | - | 4.7 | 4.7 | - | 4.5* | - | - | 4.0 | 3.6* | 3.6* | 3.6* | 3.6* | 8.5 | - | - | 4.6 | 4.4 | 4.0 | 4.1 | 4.3 | - |
| 2042 | - | 4.6 | 4.6 | - | 4.0* | - | - | 4.0 | 3.5* | 3.5* | 3.5* | 3.5* | 8.5 | - | - | 4.4 | 4.4 | 4.0 | 4.1 | 4.3 | - |
| 2043 | - | 4.6 | 4.5 | - | 3.7* | - | - | 4.0 | 3.3* | 3.3* | 3.3* | 3.3* | 8.5 | - | - | 4.6 | 4.4 | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2044 | - | 4.4 | - | - | 3.6* | - | - | 4.0 | 2.9* | 2.9* | 2.9* | 2.9* | 8.5 | - | - | 4.5 | 4.4 | 4.0 | - | 4.5 | - |
| 2045 | - | - | 4.4 | - | 3.3* | - | - | 4.0 | 2.6* | 2.6* | 2.6* | 2.6* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2046 | - | 4.4 | 4.4 | - | 2.8* | - | - | 4.0 | 2.3* | 2.3* | 2.3* | 2.3* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2047 | - | 4.4 | 4.4 | - | 2.5* | - | - | 4.0 | 2.0* | 2.0* | 2.0* | 2.0* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2048 | - | - | 4.4 | - | 2.0* | - | - | 4.0 | 1.7* | 1.7* | 1.7* | 1.7* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2049 | - | 4.4 | 4.4 | - | 1.6* | - | - | 4.0 | 1.4* | 1.4* | 1.4* | 1.4* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2050 | - | 4.3 | 4.3 | - | 1.4* | - | - | 4.0 | 1.3* | 1.3* | 1.3* | 1.3* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2051 | - | - | 4.3 | - | 1.3* | - | - | 4.0 | 1.2* | 1.2* | 1.2* | 1.2* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2052 | - | - | - | - | 1.3* | - | - | 4.0 | 1.2* | 1.2* | 1.2* | 1.2* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2053 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | 1.1* | 1.1* | 1.1* | 1.1* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2054 | - | - | 4.3 | - | - | - | - | 4.0 | 1.1* | 1.1* | 1.1* | -* | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2055 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | 1.1* | - | - | 8.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2056 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | 1.1* | - | - | 7.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2057 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | 1.1* | - | - | 7.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2058 | - | - | 4.2 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 7.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2059 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 7.5 | - | - | 4.4 | - | 4.0 | - | 4.2 | - |
| 2060 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 7.5 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2061 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 7.5 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2062 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 7.4 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2063 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 7.0 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2064 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 6.9 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2065 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 6.5 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2066 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 6.1 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2067 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 5.7 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2068 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 5.5 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2069 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 5.3 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2070 | - | - | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 5.1 | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - |
| 2071 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.9 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Примечание: данные приведены на 01 января каждого года. / * - указано среднее годовое значение

Взам.инв.№ | Подп. и дата | Инв. № подл.

**Таблица 1.7 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (температуры, °С)**

| Год | Туст., °С | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Куст №2 | Куст №26 | | | | | | Куст №30 | | | | | Куст №35 | | Куст №40 | | | | Куст №45 | Куст №46 | |
| | '1023' | '5261' | '4264' | 'Ю261' | 'Ю262' | 'Ю263' | 'Ю264' | 171 | 'Ю301' | 'Ю302' | 'Ю303' | 'Ю304' | '3355' | '3357' | '2401' | '3405' | '3406' | 175 | 170 | '2462' | '7461' |
| | 11 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 | 10 | 12 | 17 | 18 | 19 | 20 | 9 | 10 | 14 | 15 | 13 | 16 | 8 | 15 | 14 |
| 2021 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 19.7 | 16.5 | 20.1 | 22.6 | 24.8 | 53.7 | - | 14.0 | 37.7 |
| 2022 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 19.8 | 13.2 | 19.9 | 22.5 | 24.1 | 53.5 | - | 14.8 | - |
| 2023 | - | 29.8 | 27.1 | - | - | - | - | 38.5 | - | - | - | - | 19.2 | 11.0 | 19.1 | 22.3 | 22.9 | 53.2 | 40.9 | 16.6 | 32.9 |
| 2024 | - | 29.6 | 26.9 | 81.5* | - | - | - | 38.2 | 79.7* | 79.7* | - | - | 18.0 | 9.5 | 18.6 | 22.1 | 21.7 | 52.7 | 37.3 | 17.1 | 9.4 |
| 2025 | - | 29.2 | 26.7 | 65.7* | 54.8* | 57.8* | 56.8* | 37.7 | 67.1* | 65.6* | 64.5* | 69.6* | 16.0 | - | 17.5 | 20.9 | 19.7 | 48.5 | 36.3 | 19.1 | - |
| 2026 | 2.3 | 26.2 | 26.4 | 59.0* | 48.1* | 49.2* | 45.1* | 33.9 | 60.4* | 61.0* | 59.5* | 63.2* | 14.8 | 10.3 | 17.7 | 20.4 | 20.2 | 45.9 | 34.4 | 19.1 | 32.5 |
| 2027 | 1.6 | 25.9 | 26.1 | 52.5* | 44.1* | 44.2* | 39.8* | 29.0 | 55.1* | 57.4* | 56.8* | 56.6* | 14.7 | 8.0 | 16.9 | 19.7 | 19.3 | 42.0 | 32.8 | 18.6 | 23.6 |
| 2028 | 1.7 | 25.4 | 25.8 | 48.2* | 43.6* | 37.2* | 35.4* | 28.2 | 52.7* | 52.3* | 50.3* | 52.2* | 15.0 | 8.7 | 16.5 | 18.7 | 18.3 | 39.6 | 29.6 | 17.8 | 4.2 |
| 2029 | 2.1 | 24.2 | 25.6 | 46.9* | 42.5* | 34.9* | 33.7* | 25.1 | 51.8* | 52.0* | 49.4* | 50.9* | 14.4 | 2.1 | 15.0 | 17.6 | 17.1 | 37.9 | 25.9 | 13.4 | - |
| 2030 | 2.0 | 22.4 | 25.3 | 45.1* | 40.9* | 31.9* | 31.6* | 23.2 | 50.8* | 51.5* | 48.4* | 49.7* | 14.1 | - | 13.2 | 16.1 | 16.0 | 36.4 | 24.9 | 4.8 | - |
| 2031 | 1.9 | 20.6 | 25.1 | 41.5* | 37.4* | 27.8* | 28.5* | 21.7 | 47.9* | 49.5* | 45.7* | 46.5* | 14.0 | 3.9 | 11.2 | 14.7 | 14.6 | 35.2 | 23.0 | 1.8 | - |
| 2032 | 1.8 | 18.7 | 24.8 | 41.6* | 37.9* | 27.4* | 28.6* | 20.4 | 48.3* | 50.6* | 46.1* | 46.6* | 13.9 | 2.1 | 8.7 | 13.8 | 13.5 | 34.2 | 20.9 | 1.0 | - |
| 2033 | 1.7 | 17.3 | 23.3 | 39.5* | 36.0* | 25.3* | 26.4* | 19.3 | 46.9* | 49.9* | 44.6* | 45.0* | 13.8 | - | 3.6 | 13.3 | 12.0 | 33.3 | 19.1 | 2.0 | - |
| 2034 | 1.7 | 15.5 | 21.8 | 43.5* | 41.8* | 30.6* | 31.8* | 18.4 | 47.6* | 50.1* | 46.0* | 46.2* | 13.6 | - | 4.3 | 12.9 | 11.1 | 32.6 | 16.8 | 2.3 | - |
| 2035 | 1.2 | 13.8 | 20.6 | 43.4* | 41.0* | 34.3* | 32.6* | 17.7 | 47.9* | 50.7* | 46.1* | 46.3* | 13.6 | - | 6.5 | 12.7 | 9.8 | 31.9 | 15.2 | 2.6 | - |
| 2036 | 1.0 | 12.4 | 18.9 | 41.8* | 39.1* | 29.7* | 29.0** | 17.0 | 47.0* | 50.4* | 45.0* | 45.1* | 13.5 | 2.2 | 9.8 | 12.6 | 8.6 | 31.3 | 13.2 | 3.1 | - |
| 2037 | - | 10.9 | 17.9 | 37.8* | 35.7* | 25.8* | 25.1* | 16.4 | 40.6* | 45.4* | 38.6* | 38.2* | 13.3 | - | 13.6 | 12.1 | 7.2 | 30.8 | 10.6 | 3.3 | - |
| 2038 | - | 10.0 | 17.0 | 33.4* | 31.6* | 19.7* | 20.7* | 15.8 | 40.7* | 45.3* | 38.9* | 38.4* | 13.3 | - | - | 11.7 | 5.9 | 30.2 | 8.5 | 3.9 | - |
| 2039 | - | 8.1 | 15.5 | 26.9* | 26.9* | - | - | 15.3 | 40.6* | 45.3* | 38.9* | 38.3* | 12.6 | - | - | 11.3 | 4.7 | 29.7 | 5.6 | 4.5 | - |
| 2040 | - | 6.3 | 14.1 | 29.9* | 29.8* | - | - | 14.8 | 36.7* | 41.8* | 35.4* | 34.6* | 12.6 | 1.0 | - | 10.5 | 3.3 | 29.3 | 3.4 | 5.1 | - |
| 2041 | - | 5.3 | 12.1 | - | 18.6* | - | - | 14.3 | 32.1* | 37.4* | 31.2* | 30.3* | 12.6 | - | - | 10.1 | 2.4 | 28.9 | 1.5 | 5.9 | - |
| 2042 | - | 3.6 | 9.8 | - | 26.3* | - | - | 13.9 | 28.9* | 34.2* | 28.5* | 27.2* | 12.5 | - | - | 10.2 | 1.2 | 28.5 | -0.7 | 7.2 | - |
| 2043 | - | 1.3 | 9.1 | - | 23.6* | - | - | 13.5 | 26.7* | 32.0* | 26.5* | 25.1* | 12.4 | - | - | 8.6 | 1.1 | 28.1 | - | 7.8 | - |
| 2044 | - | 1.0 | - | - | 21.2* | - | - | 13.2 | 25.3* | 30.7* | 25.2* | 24.0* | 12.3 | - | - | 8.9 | -0.4 | 27.8 | - | 10.2 | - |
| 2045 | - | - | 6.2 | - | 21.6* | - | - | 12.8 | 23.9* | 29.3* | 23.9* | 23.6* | 12.3 | - | - | 8.5 | - | 27.5 | - | 9.0 | - |
| 2046 | - | -0.4 | 2.7 | - | 23.1* | - | - | 12.5 | 23.0* | 28.0* | 22.9* | 22.1* | 12.3 | - | - | 7.7 | - | 27.2 | - | 9.7 | - |
| 2047 | - | -3.0 | -0.2 | - | 22.2* | - | - | 12.2 | 22.1* | 26.6* | 21.9* | 21.0* | 11.8 | - | - | 7.5 | - | 26.9 | - | 7.7 | - |
| 2048 | - | - | -0.8 | - | 22.3* | - | - | 12.0 | 21.5* | 25.6* | 21.2* | 20.3* | 11.8 | - | - | 6.8 | - | 26.7 | - | 8.8 | - |
| 2049 | - | -2.4 | -1.3 | - | 22.2* | - | - | 11.7 | 20.8* | 24.6* | 20.4* | 19.4* | 12.0 | - | - | 6.1 | - | 26.4 | - | 10.2 | - |
| 2050 | - | -3.2 | -1.2 | - | 20.9* | - | - | 11.5 | 18.4* | 22.5* | 18.2* | 17.0* | 12.0 | - | - | 5.6 | - | 26.2 | - | 11.1 | - |
| 2051 | - | - | -2.0 | - | 19.4* | - | - | 11.2 | 16.4* | 20.8 | 16.3* | 15.2* | 12.0 | - | - | 4.9 | - | 26.0 | - | 11.0 | - |
| 2052 | - | - | - | - | 18.1* | - | - | 11.0 | 14.8* | 19.1* | 14.8* | 13.6* | 12.0 | - | - | 4.2 | - | 25.8 | - | 11.6 | - |
| 2053 | - | - | - | - | - | - | - | 10.8 | 13.6* | 17.7* | 13.6* | 12.5* | 12.0 | - | - | 2.0 | - | 25.6 | - | 12.1 | - |
| 2054 | - | - | 4.4 | - | - | - | - | 10.6 | 12.3* | 16.3* | 12.3* | - | 12.0 | - | - | -1.1 | - | 25.4 | - | 12.3 | - |
| 2055 | - | - | - | - | - | - | - | 10.4 | - | 15.1* | - | - | 12.0 | - | - | -3.8 | - | 25.2 | - | 12.0 | - |
| 2056 | - | - | - | - | - | - | - | 10.2 | - | 13.9* | - | - | 13.6 | - | - | -6.1 | - | 25.1 | - | 8.8 | - |
| 2057 | - | - | - | - | - | - | - | 10.1 | - | 12.8* | - | - | 13.6 | - | - | -8.1 | - | 24.9 | - | 10.5 | - |
| 2058 | - | - | -1.5 | - | - | - | - | 9.9 | - | - | - | - | 13.6 | - | - | -10.1 | - | 24.7 | - | 10.7 | - |
| 2059 | - | - | - | - | - | - | - | 9.7 | - | - | - | - | 13.6 | - | - | -12.2 | - | 24.6 | - | 8.9 | - |
| 2060 | - | - | - | - | - | - | - | 9.6 | - | - | - | - | 13.6 | - | - | - | - | 24.4 | - | - | - |
| 2061 | - | - | - | - | - | - | - | 9.4 | - | - | - | - | 13.6 | - | - | - | - | 24.3 | - | - | - |
| 2062 | - | - | - | - | - | - | - | 9.3 | - | - | - | - | 11.7 | - | - | - | - | 24.2 | - | - | - |
| 2063 | - | - | - | - | - | - | - | 9.2 | - | - | - | - | 11.9 | - | - | - | - | 24.0 | - | - | - |
| 2064 | - | - | - | - | - | - | - | 9.0 | - | - | - | - | 10.3 | - | - | - | - | 23.9 | - | - | - |
| 2065 | - | - | - | - | - | - | - | 8.9 | - | - | - | - | 11.1 | - | - | - | - | 23.8 | - | - | - |
| 2066 | - | - | - | - | - | - | - | 8.8 | - | - | - | - | 10.7 | - | - | - | - | 23.6 | - | - | - |
| 2067 | - | - | - | - | - | - | - | 8.7 | - | - | - | - | 10.4 | - | - | - | - | 23.5 | - | - | - |
| 2068 | - | - | - | - | - | - | - | 8.5 | - | - | - | - | 10.0 | - | - | - | - | 23.4 | - | - | - |
| 2069 | - | - | - | - | - | - | - | 8.4 | - | - | - | - | 9.8 | - | - | - | - | 23.3 | - | - | - |
| 2070 | - | - | - | - | - | - | - | 8.3 | - | - | - | - | 9.5 | - | - | - | - | 23.2 | - | - | - |
| 2071 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 9.2 | - | - | - | - | 23.1 | - | - | - |

Примечание: данные приведены на 01 января каждого года. / * - указано среднее годовое значение

Взам.инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

### 1.3.2. Описание источников поступления сырья. Состав и характеристика рабочих сред, обращающихся в системах

В оборудовании и трубопроводах обвязки проектируемых скважин предусматривается обращение следующих веществ:

- "сырой" природный газ;
- конденсат углеводородный нестабильный;
- метанол;
- ингибитор коррозии;
- ингибитор парафиноотложений.

Добыча углеводородной смеси проектируемыми скважинами предусматривается из пластов: $ПК_1$ – газовая залежь (сеноманские отложения); $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_3$, $ТП_4$, $ТП_7$, $ТП_{19}$, $ХМ_1$, $ХМ_2$ – газоконденсатные залежи (апт-альбский и готерив-барремский яруса); $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ – газоконденсатные залежи (юрские отложения).

Компонентно-фракционные составы добываемого газа по пластам приведены в таблице 1.8.

**Таблица 1.8 - Компонентно-фракционный состав добываемого пластового газа Южно-Тамбейского ГКМ**

| Компонент | Содержание, % мольн | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | пласт $ПК_1$ | пласт $ХМ_1$ | пласт $ХМ_2$ | пласт $ТП_1$ | пласт $ТП_2$ | пласт $ТП_3$ | пласт $ТП_4$ | пласт $ТП_7$ | пласт $ТП_{19}$ | пласты ЮЯ |
| N2 | 1,1839 | 0,7656 | 0,7508 | 0,8731 | 0,8299 | 0,7638 | 0,8152 | 0,6510 | 0,5716 | 0,7623 |
| CO2 | 0,0051 | 0,0336 | 0,0434 | 0,1324 | 0,3007 | 0,0634 | 0,2783 | 0,7383 | 0,2881 | 0,8205 |
| C1 | 98,7911 | 97,5867 | 98,2193 | 95,9226 | 95,7585 | 95,7039 | 94,9916 | 93,0569 | 86,2149 | 83,4631 |
| C2 | 0,0172 | 1,5034 | 0,9395 | 2,2569 | 2,5689 | 2,8167 | 2,8518 | 4,0210 | 6,4300 | 6,1888 |
| C3 | 0,0011 | 0,0490 | 0,0193 | 0,1381 | 0,0267 | 0,0674 | 0,2052 | 0,0747 | 2,9183 | 2,8088 |
| iC4 | 0,0000 | 0,0298 | 0,0036 | 0,1952 | 0,0762 | 0,2269 | 0,2646 | 0,3911 | 0,6237 | 0,5549 |
| nC4 | 0,0011 | 0,0117 | 0,0035 | 0,0387 | 0,0049 | 0,0197 | 0,0653 | 0,0227 | 0,8815 | 0,8665 |
| iC5 | 0,0000 | 0,0055 | 0,0047 | 0,0810 | 0,0411 | 0,0791 | 0,0988 | 0,1687 | 0,3127 | 0,3281 |
| nC5 | 0,0004 | 0,0010 | 0,0005 | 0,0162 | 0,0018 | 0,0083 | 0,0266 | 0,0095 | 0,3133 | 0,3509 |
| F45-60 | 0,0000 | 0,0031 | 0,0031 | 0,0189 | 0,0199 | 0,0158 | 0,0181 | 0,0373 | 0,0357 | 0,0495 |
| F60-70 | 0,0000 | 0,0003 | 0,0005 | 0,0489 | 0,0227 | 0,0286 | 0,0510 | 0,0737 | 0,2778 | 0,3778 |
| F70-80 | 0,0000 | 0,0007 | 0,0006 | 0,0104 | 0,0045 | 0,0046 | 0,0079 | 0,0541 | 0,0830 | 0,1123 |
| F80-90 | 0,0000 | 0,0013 | 0,0017 | 0,0288 | 0,0245 | 0,0099 | 0,0302 | 0,0901 | 0,1112 | 0,2157 |
| F90-100 | 0,0000 | 0,0002 | 0,0006 | 0,0402 | 0,0387 | 0,0217 | 0,0427 | 0,0788 | 0,1861 | 0,3163 |
| F100-110 | 0,0000 | 0,0006 | 0,0011 | 0,0784 | 0,0993 | 0,0468 | 0,0945 | 0,2026 | 0,2103 | 0,3559 |
| F110-120 | 0,0000 | 0,0009 | 0,0011 | 0,0409 | 0,0512 | 0,0116 | 0,0466 | 0,0909 | 0,1421 | 0,3499 |
| F120-130 | 0,0000 | 0,0005 | 0,0008 | 0,0130 | 0,0179 | 0,0167 | 0,0160 | 0,0273 | 0,0788 | 0,1554 |
| F130-140 | 0,0000 | 0,0013 | 0,0012 | 0,0172 | 0,0232 | 0,0138 | 0,0219 | 0,0371 | 0,0693 | 0,2042 |
| F140-150 | 0,0000 | 0,0006 | 0,0006 | 0,0118 | 0,0168 | 0,0087 | 0,0154 | 0,0314 | 0,0467 | 0,1429 |
| F150-160 | 0,0000 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0091 | 0,0140 | 0,0113 | 0,0129 | 0,0237 | 0,0531 | 0,1467 |
| F160-170 | 0,0000 | 0,0010 | 0,0007 | 0,0069 | 0,0113 | 0,0111 | 0,0116 | 0,0216 | 0,0381 | 0,1482 |
| F170-180 | 0,0000 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0055 | 0,0098 | 0,0086 | 0,0086 | 0,0176 | 0,0343 | 0,1126 |
| F180-190 | 0,0000 | 0,0006 | 0,0003 | 0,0034 | 0,0066 | 0,0067 | 0,0058 | 0,0137 | 0,0162 | 0,0794 |
| F190-200 | 0,0000 | 0,0004 | 0,0003 | 0,0030 | 0,0066 | 0,0063 | 0,0051 | 0,0117 | 0,0189 | 0,0982 |

| Компонент | Содержание, % мольн | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | пласт $ПК_1$ | пласт $ХМ_1$ | пласт $ХМ_2$ | пласт $ТП_1$ | пласт $ТП_2$ | пласт $ТП_3$ | пласт $ТП_4$ | пласт $ТП_7$ | пласт $ТП_{19}$ | пласты ЮЯ |
| F200-210 | 0,0000 | 0,0003 | 0,0002 | 0,0021 | 0,0043 | 0,0045 | 0,0035 | 0,0093 | 0,0094 | 0,0605 |
| F210-220 | 0,0000 | 0,0002 | 0,0002 | 0,0019 | 0,0045 | 0,0048 | 0,0032 | 0,0090 | 0,0114 | 0,0918 |
| F220-230 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0002 | 0,0013 | 0,0033 | 0,0036 | 0,0021 | 0,0069 | 0,0053 | 0,0526 |
| F230-240 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0002 | 0,0012 | 0,0030 | 0,0035 | 0,0019 | 0,0071 | 0,0065 | 0,0903 |
| F240-250 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0002 | 0,0009 | 0,0023 | 0,0028 | 0,0012 | 0,0053 | 0,0031 | 0,0497 |
| F250-260 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0007 | 0,0019 | 0,0024 | 0,0009 | 0,0044 | 0,0032 | 0,0759 |
| F260-270 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0005 | 0,0015 | 0,0022 | 0,0006 | 0,0038 | 0,0017 | 0,0526 |
| F270-280 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0004 | 0,0010 | 0,0014 | 0,0003 | 0,0024 | 0,0015 | 0,0590 |
| F280-290 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0002 | 0,0007 | 0,0010 | 0,0002 | 0,0018 | 0,0009 | 0,0545 |
| F290-300 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0005 | 0,0008 | 0,0001 | 0,0014 | 0,0004 | 0,0340 |
| F300-310 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0005 | 0,0007 | 0,0001 | 0,0014 | 0,0004 | 0,0468 |
| F310-320 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0003 | 0,0004 | 0,0000 | 0,0008 | 0,0002 | 0,0467 |
| F320-330 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0002 | 0,0002 | 0,0000 | 0,0004 | 0,0001 | 0,0261 |
| F330-340 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0000 | 0,0003 | 0,0001 | 0,0336 |
| F340-350 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0000 | 0,0002 | 0,0000 | 0,0286 |
| F350-360 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,0000 | 0,0268 |
| F360-370 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0179 |
| F370-380 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0211 |
| F380-390 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0185 |
| F390-400 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0161 |
| F400-410 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0146 |
| F410-420 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0127 |
| F420-430 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0112 |
| F430-440 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0096 |
| F440-450 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0085 |
| F450-460 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0073 |
| F460-470 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0063 |
| F470-480 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0052 |
| F480-490 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0044 |
| F490-500 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0035 |
| F500-510 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0031 |
| F510-520 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0024 |
| F520-530 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0019 |
| F530-540 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0014 |
| F540-550 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0011 |
| F550-560 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0007 |
| F560-570 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0004 |
| F570-580 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 |
| Всего | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

**Пласт $ПК_1$**, По результатам лабораторных исследований свободный газ пласта метановый. Сероводород отсутствует. Удельный вес газа залежи пласта 0,684 кг/м$^3$, относительная плотность газа по воздуху 0,568.

**Группа пластов ХМ.** Величина удельного веса 0,693–0,752 кг/м$^3$ залежей пластов, относительная плотность газа по воздуху – 0,575 – 0,624. Среднее значение удельного веса свободного газа пластов группы ХМ равно 0,718 кг/м$^3$, относительной плотности –

0,596.

Физико-химическая характеристика конденсата: плотность конденсата изменяется в пределах 741-824 кг/м$^3$, вязкость 0,848 – 2,22 сСт, парафины отсутствуют, серы 0,01-0,013 %, смол 2,5-21,0 мг/100 мл. Температура начала кипения флюида 80-112 °С, конца кипения – 234-290 °С, молекулярный вес 98-147.

**Группа пластов ТП**. Свободный газ группы пластов ТП метановый. Удельный вес 0,701 кг/м$^3$ – 0,800 кг/м$^3$, относительная плотность газа по воздуху от 0,582 до 0,664. Среднее значение удельного веса свободного газа группы пластов ТП равно 0,746 кг/м$^3$, относительной плотности – 0,619.

По данным лабораторных анализов среднее значение плотности конденсата по пластам находится в пределе от 712 кг/м$^3$ до 787 кг/м$^3$. Содержание твердых парафинов до 0,53 % ($ТП_{17}$). Конденсат залежей пластов группы ТП бессернистый: серы до 0,019 % ($ТП_{20}$).

**Группа пластов ЮЯ**. Состав пластовой смеси юрских отложений принят согласно отчету лабораторных исследований устьевых проб пластовых флюидов скважины 172. Плотность пластового газа юрских отложений – 0,997 кг/м$^3$, молекулярная масса – 23,9 г/моль. Потенциальное содержание $C_{5+}$ составляет 249,5 г/м$^3$ пластового газа.

**Вспомогательные вещества.** В качестве ингибитора гидратообразования предусматривается использование метанола. Подача метанола на кусты скважин осуществляется по существующим метанолопроводам с площадки входных сооружений. Снабжение входных сооружений метанолом осуществляется от резервуара метанола, расположенного на складе ГСМ (доставляется морским транспортом), где производится одорирование метанола керосином. Кроме того, предусмотрена установка регенерации метанола из водометанольной смеси, поступающей на входные сооружения вместе с пластовой смесью. Метанол отвечает требованиям ГОСТ 2222-95. Свойства метанола приведены в таблице 1.9.

**Таблица 1.9 - Свойства метанола (ГОСТ 2222-95)**

| Наименование показателя | Норма для марки | |
|---|---|---|
| | А<br>ОКП 24 2111 0130 | Б<br>ОКП 24 2111 0140 |
| 1 Внешний вид | Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей | |
| 2 Плотность при 20 °С, г/см$^3$ | 0,791 ÷ 0,792 | |
| 3 Смешиваемость с водой | Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции | |
| 4 Температурные пределы: | | |
| предел кипения, °С | 64,0 ÷ 65,5 | |
| 99% продукта перегоняется в пределах, °С, не более | 0,8 | 1,0 |

| Наименование показателя | Норма для марки | |
|---|---|---|
| | А<br>ОКП 24 2111 0130 | Б<br>ОКП 24 2111 0140 |
| 5 Массовая доля воды, %, не более | 0,05 | 0,08 |
| 6 Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, %, не более | 0,0015 | |
| 7 Массовая доля альдегидов и кетонов в пересчете на ацетон, %, не более | 0,003 | 0,008 |
| 8 Массовая доля летучих соединений железа в пересчете на железо, %, не более | 0,00001 | 0,0005 |
| 9 Испытание с перманганатом калия, мин, не менее | 60 | 30 |
| 10 Массовая доля аммиака и аминосоединений в пересчете на аммиак, %, не более | 0,00001 | - |
| 11 Массовая доля хлора, %, не более | 0,0001 | 0,001 |
| 12 Массовая доля серы, %, не более | 0,0001 | 0,001 |
| 13 Массовая доля нелетучего остатка после испарения, %, не более | 0,001 | 0,002 |
| 14 Удельная электрическая проводимость, См/м, не более | $3 \cdot 10^{-5}$ | - |
| 15 Массовая доля этилового спирта, %, не более | 0,01 | - |
| 16 Цветность по платино-кобальтовой шкале, единицы Хазена, не более | 5 | - |

В обвязку скважин юрских отложений предусматривается также подача ингибитора коррозии (только для скважин 171, 175) и ингибитора парафиноотложений. Основные характеристики ингибитора коррозии и ингибитора парафиноотложений приведены в таблице 1.10 и таблице 1.11 соответственно.

**Таблица 1.10 - Характеристика ингибитора коррозии**

| Наименование показателя | Значение |
|---|---|
| Внешний вид | Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета |
| Щелочное число не менее, мг КОН/ г | 20 |
| Температура застывания не выше, °С | минус 50 |
| Плотность при 20 ºС, г/см$^3$ | 0,810 ÷ 0,890 |
| Кинематическая вязкость<br>а) при 20 °С не более, мм$^2$/с,<br>б) при минус 40 °С не более, мм$^2$/с, | <br>15,0<br>500,0 |
| Защитное действие в условиях углекислотной коррозии при концентрации 30 мг/дм$^3$:<br>а) в пластовой воде не менее, %<br>б) в системе газовый конденсат/вода не менее, % | <br>90<br>90 |
| Остаточная скорость коррозии в присутствии ингибитора не выше, мм/год | 0,1 |
| Растворимость ингибитора:<br>а) в спиртах<br>б) в углеводородах | <br>Растворим<br>Растворим |
| Массовая доля активного вещества не менее, % | 20 |

| Наименование показателя | Значение |
|---|---|
| Коррозионная агрессивность товарной формы на стали Ст 3. не выше, г/м$^2$·час | 0,125 |
| Время полного расслоения эмульсии "углеводород-вода" в присутствии ингибитора коррозии не более, мин | 10 |
| Токсичность | 3-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76 |

**Таблица 1.11 - Характеристика ингибитора парафиноотложений**

| Наименование показателя | Значение |
|---|---|
| Внешний вид | Однородная жидкость от светло- до темно-коричневого цвета |
| Тип | ЛВЖ |
| Температура застывания не выше, °С | "минус" 35 |
| Плотность при 20 ºС, г/см$^3$ | 0,870 ÷ 0,890 |
| Кинематическая вязкость при 20 °С не более, мм$^2$/с, | 250 ÷ 300 |
| Растворимость ингибитора | нефтерастворимый |
| Токсичность | 3-й класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76 |

## 1.4. Производственная программа и номенклатура продукции

### 1.4.1. Плановая производительность проектируемых объектов

В данной проектной документации предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт.

14.1

14.2

Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021. Детальное описания разделения приведено далее в разделе 2.1.

14.3

Режим работы предприятия круглосуточный, круглогодичный. Расчетное количество дней в году – 350.

Суммарная максимальная производительность проектируемых скважин по газу составляет 6,26 млн. м$^3$/сут + 15,4 млн. м$^3$/сут от скважин юрских залежей, Суммарная максимальная производительность проектируемых скважин по конденсату углеводородному составляет 310,8 т/сут + 2955 от скважин юрских залежей.

Максимальный годовой отбор газа проектируемыми скважинами составляет 2,19 млрд. м$^3$ + 5,39 млрд. м$^3$ от скважин юрских залежей. Максимальный годовой отбор конденсата углеводородного – 108,73 тыс. тонн + 1034,3 тыс. тонн от скважин юрских залежей.

Характеристика проектируемых скважин и существующих кустов с учетом их расширения приведены в таблице 1.12.

**Таблица 1.12 - Характеристика проектируемых скважин и существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ с учетом их расширения**

| Куст скважин | Скважина | Параметры работы скважины | | | | Характеристика куста | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Дебит по газу, млн.м$^3$/сут | Рстат., МПа (изб.) | Руст., МПа (изб.) | Туст., °С | Добыча газа, млн.м$^3$/сут* | Р на выходе, МПа (изб.)* | Кол-во скважин, шт. |
| №2 | №11 (1023) | 0,80 ÷ 0,09 | 8,8 | 6,5 ÷ 4,4 | 2,3 ÷ 1,0 | 7,04 ÷ 0,54 | 6,4 ÷ 4,3 | 11 |
| №26 | №4 (5261) | 0,60 ÷ 0,03 | 17,3 | 14,9 ÷ 4,3 | 30,0 ÷ 3,5 | 13,65 ÷ 2,55 | 10,0 ÷ 1,1 | 17 |
| | №5 (4264) | 0,60 ÷ 0,04 | 16,3 | 14,1 ÷ 4,1 | 27,1 ÷ 2,6 | | | |
| | №7 (Ю261) | 1,0 ÷ 0,07 | 48,3 | 25,0 ÷ 4,0 | 81,5 ÷ 26,9 | | | |
| | №8 (Ю262) | 1,0 ÷ 0,05 | 48,3 | 30,1 ÷ 1,3 | 81,9 ÷ 18,1 | | | |
| | №9 (Ю263) | 1,0 ÷ 0,06 | 48,3 | 37,3 ÷ 4,2 | 82,2 ÷ 19,7 | | | |
| | №10 (Ю264) | 1,0 ÷ 0,07 | 48,3 | 34,8 ÷ 4,2 | 79,8 ÷ 20,7 | | | |
| | №11 (Ю265) | 0,75 ÷ 0,05 | 52,4 | 46,9÷1,2 | 71,5÷10,0 | | | |
| | №12 (Ю266) | 0,97 ÷ 0,18 | 52,4 | 43,7÷1,2 | 72,8÷10,0 | | | |
| | №13 (Ю267) | 0,74 ÷ 0,05 | 52,4 | 16,5÷1,2 | 66,4÷6,6 | | | |
| | №14 (Ю268) | 0,97 ÷ 0,06 | 52,4 | 44,6÷1,2 | 69,3÷8,7 | | | |
| | №15 (Ю269) | 0,97 ÷ 0,05 | 52,4 | 43,5÷1,2 | 67,4÷6,5 | | | |
| | №16 (Ю2610) | 0,98 ÷ 0,06 | 52,4 | 45,3÷1,2 | 72,7÷10,0 | | | |
| | №17 (Ю2611) | 0,97 ÷ 0,15 | 52,4 | 48,0÷1,2 | 73,1÷10.0 | | | |
| №30 | №12 (171) | 0,36 ÷ 0,11 | 48,3 | 34,5 ÷ 4,0 | 38,5 ÷ 8,2 | 10,56 ÷ 0,71 | 7,6 ÷ 1,1 | 17 |
| | №17 (Ю301) | 1,0÷0,05 | 48,3 | 24,0 ÷ 1,1 | 79,7 ÷ 12,3 | | | |
| | №18 (Ю302) | 1,0÷0,05 | 48,3 | 31,4 ÷ 1,1 | 79,8 ÷ 12,8 | | | |
| | №19 (Ю303) | 1,0÷0,05 | 48,3 | 39,8 ÷ 1,1 | 79,7 ÷ 12,3 | | | |
| | №20 (Ю304) | 1,0÷0,05 | 48,3 | 41,5 ÷ 1,1 | 79,6 ÷ 12,5 | | | |
| | №36 (Ю3010) | 1,0÷0,05 | 48,3 | 38,3 ÷ 2,6 | 78,9 ÷ 9,3 | | | |
| №35 | №9 (3355) | 0,33 ÷ 0,17 | 15,5 | 13,0 ÷ 4,8 | 19,8 ÷ 9,2 | 5,04 ÷ 0,44 | 9,1 ÷ 4,0 | 10 |

14.1

14.2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Куст скважин | Скважина | Параметры работы скважины | | | | Характеристика куста | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Дебит по газу, млн.м$^3$/сут | Рстат., МПа (изб.) | Руст., МПа (изб.) | Туст., °С | Добыча газа, млн.м$^3$/сут* | Р на выходе, МПа (изб.)* | Кол-во скважин, шт. |
| | №10 (3357) | 0,35 ÷ 0,07 | 15,6 | 9,1 ÷ 4,4 | 18,4 ÷ 2,1 | | | |
| №40 | №13 (3406) | 0,73 ÷ 0,05 | 15,8 | 11,0 ÷ 4,4 | 25,7 ÷ 1,1 | 9,16 ÷ 0,57 | 9,3 ÷ 4,0 | 16 |
| | №14 (2401) | 1,5 ÷ 0,33 | 14,2 | 12,3 ÷ 4,5 | 20,2 ÷ 3,5 | | | |
| | №15 (3405) | 0,50 ÷ 0,06 | 15,5 | 13,6 ÷ 4,4 | 22,8 ÷ 1,9 | | | |
| | №16 (175) | 0,36 ÷ 0,01 | 48,3 | 34,5 ÷ 4,0 | 38,5 ÷ 8,2 | | | |
| №45 | №8 (170, 4451) | 0,43 ÷ 0,03 | 14,2 | 8,3 ÷ 4,1 | 41,0 ÷ 1,5 | 4,79 ÷ 0,21 | 8,3 ÷ 4,0 | 8 |
| №46 | №14 (7461) | 0,28 ÷ 0,05 | 19,6 | 8,5 ÷ 4,8 | 37,7 ÷ 8,9 | 8,79 ÷ 1,26 | 8,5 ÷ 4,2 | 15 |
| | №15 (2462) | 1,28 ÷ 0,10 | 14,0 | 12,9 ÷ 4,2 | 19,1 ÷ 1,0 | | | |
| * - данные по кусту приведены с момента ввода в эксплуатацию обустраиваемых скважин | | | | | | | | |

### 1.4.2. Очередность ввода мощностей

В соответствии с Заданием на проектирование объекта проектной документацией предусматривается выделение этапов строительства. Перечень этапов строительства приведен в таблице 1.13. При этом проектная документация разработана на все выделяемые этапы в полном объеме.

**Таблица 1.13 - Перечень этапов строительства объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

| Этап строительства | Здания, сооружения, сети | Назначение, основные объекты, виды работ |
|---|---|---|
| 1 | Скважина № 9 на кусте № 35 | Обвязка устья скважины №9<br>Сети внутриплощадочные.<br>Скважина подключается к газосборному коллектору куста №35 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №35 (сущ.) |
| 2 | Скважина № 10 на кусте № 35 | Обвязка устья скважины №10;<br>Сети внутриплощадочные.<br>Скважина подключается к газосборному коллектору куста №35 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №35 (сущ.) |
| 3 | Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35 | Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2).<br>Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35 |

| | | |
|---|---|---|
| 4 | Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40 | Обвязка устьев скважин №13, №14 и №15;<br>Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста №40 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №40 (сущ.) |
| 5 | Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40 | Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4).<br>Благоустройство незастроенной территории скважин №13, №14 и №15 на кусте №40 |
| 6 | Скважина № 175 на кусте №40 | Обвязка устья скважины №175;<br>Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №40 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №40 (сущ.) |
| 7 | Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40 | Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6).<br>Благоустройство незастроенной территории скважины №175 на кусте №40 |
| 8 | Скважины № 14 и № 15 на кусте № 46 | Обвязка устьев скважин №14 и №15;<br>Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста №46 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №46 (сущ.) |
| 9 | Автопроезды к скважинам № 14 и №15 на кусте № 46 | Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8).<br>Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46 |
| 12 | Скважина № 4 на кусте №26 | Обвязка устья скважины №4;<br>Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №26 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №26 (сущ.) |
| 13 | Скважина № 5 на кусте №26 | Обвязка устья скважины №5;<br>Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №26 (сущ.)<br>Электропитание потребителей – от БКЭС куста №26 (сущ.) |
| 14 | Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26 | Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13).<br>Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26 |

| | | |
|---|---|---|
| 15 | Скважина № 171 на кусте №30 | Обвязка устья скважины №171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №30 (сущ.) |
| 15.1 | Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30 | Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30 |
| 16 | Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30 | Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30 |
| 17 | Скважина № 8 на кусте №45 | Обвязка устья скважины №8; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №45 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №45 (сущ.) |
| 18 | Автопроезд к скважине № 8 на кусте № 45 | Устройство автопроезда к скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины №8 на кусте №45 |
| 19 | Скважина №11 на кусте №2 | Обвязка устья скважины №11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №2 (сущ.) |
| 20 | Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2 | Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины №11 на кусте №2 |
| **Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12** | газопровод-шлейф от КГС № 26; | Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12. |
| **Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261** | инженерная подготовка территории (на 4 скважины); обвязка газоконденсатной скважины № Ю261; арматурный блок (по газу) скважины № Ю261; арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261; площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261; эстакада сетей внутриплощадочных; сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |

| | | |
|---|---|---|
| **Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю264 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)** | проезд к кусту № 26. | Обеспечение проезда к кусту № 26. |
| **Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды** | внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26. | Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение). |
| **Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)** | ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.<br>блок-бокс электроснабжения; | Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26. |

| | | |
|---|---|---|
| **тап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301** | инженерная подготовка территории (на 4 скважины);<br>обвязка газоконденсатной скважины № Ю301;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю301;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301;<br>свечевой сепаратор 3060-V-001;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Подготовка территории (на 4 скважины).<br>Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю302;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).<br>**Ввод в эксплуатацию скважины №Ю302 не ранее этапа 29** |
| **Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).<br>**Ввод в эксплуатацию скважины №Ю303 не ранее этапа 29** |
| **Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).<br>**Ввод в эксплуатацию скважины №Ю304 не ранее этапа 29** |

| | | |
|---|---|---|
| **Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Внутриплощадочные проезды** | внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30. | Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение). |
| **Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)** | ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30<br>блок-бокс электроснабжения; | Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30. |
| **Этап 35. Газопровод-шлейф Ду400 от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12** | газопровод-шлейф от КГС № 26 (расширение);<br>эстакада | Газопровод шлейф DN 400 от КГС 26 (расширение)до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7). |
| **Этап 36. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю265** | инженерная подготовка территории (на 7 скважин и блок-бокс АСУ);<br>блок-бокс АСУ MER-4261;<br>обвязка газоконденсатной скважины № Ю265;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю265;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю265;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю265;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю265 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Подготовка территории (на 7 скважин).<br>Блок-бокс АСУ MER-4261.<br>Скважина № Ю265 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 37. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю266** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю266;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю266;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю266;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю266;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю266 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю266 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 38. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)** | ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.<br>блок-бокс электроснабжения;<br>АДЭС; | Электроснабжение 7 дополнительных скважин куста № 26. |

| | | |
|---|---|---|
| **Этап 39. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю267** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю267;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю267;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю267;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю267;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю267 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю267 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 40. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю268** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю268;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю268;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю268;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю268;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю268 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю268 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 41. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю269** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю269;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю269;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю269;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю269;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю269 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю269 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 42. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2610** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю2610;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю2610;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2610;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2610;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2610 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю2610 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |

| | | |
|---|---|---|
| **Этап 43. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2611** | обвязка газоконденсатной скважины № Ю2611;<br>арматурный блок (по газу) скважины № Ю2611;<br>арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2611;<br>площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2611;<br>эстакада сетей внутриплощадочных;<br>сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2611 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ). | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю2611 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). |
| **Этап 44. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды** | внутриплощадочные проезды (для 7 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26. | Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение). |
| **Этап 45. Куст газовых скважин № 7 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую** | Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №7 | дооснащение БПК |
| **Этап 46. Куст газовых скважин № 30 (переобвязка сущевствующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую** | Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №30 | дооснащение БПК |
| **Этап 47. Куст газовых скважин № 44 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую** | Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №44 | Дооснащение БПК и ГФУ |
| **Этап 48. Куст газовых скважин № 46 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую** | Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №46 | Дооснащение БПК и ГФУ |
| **Этап 49. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю3010** | Обвязка газоконденсатной скважины № Ю3010;<br>Арматурный блок (по газу) скважины № Ю3010;<br>Арматурный блок задавочной линии скважины № Ю3010;<br>Площадка агрегата для ремонта скважины № Ю3010;<br>Эстакада сетей внутриплощадочных;<br>Сети внутриплощадочные для подключения скважины Ю3010 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);<br>Эстакада сетей внутриплощадочных. | Обеспечение добычи пластовой смеси.<br>Скважина № Ю3010 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).<br>Ввод в эксплуатацию скважины № Ю3010. |

14.1

Этапы строительства являются автономными, то есть могут эксплуатироваться независимо от строительства иных объектов капитального строительства, а также могут быть введены, как последовательно, так и параллельно с учетом показателей разработки.

### 1.4.3. Номенклатура и качество товарной продукции

Проектируемые объекты предназначены для обеспечения добычи пластовой углеводородной смеси Южно-Тамбейского ГКМ и не предполагают получение товарной продукции.

При этом продукция проектируемых скважин (добываемая газоконденсатная смесь) в совокупности с продукцией скважин существующего фонда направляется в существующие газопроводы-шлейфы системы сбора и является сырьем для получения сжиженного газа и стабильного конденсата на оборудовании комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ.

## 2. Обоснование показателей и характеристик технологических процессов и оборудования

### 2.1. Обвязка кустов скважин

Технические решения по обвязке дополнительных скважин существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ выполнены с учетом прогнозных показателей работы скважин, а также требований Задания на проектирование и действующей нормативной документации.

Проектной документацией предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 28 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт. Распределение обустраиваемых скважин по кустам приведено в таблице 1.3. 14.1

Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021. Детальное описания разделения приведено далее в текущем разделе.

В соответствии с требованиями Задания на проектирование в целях унификации для газовой скважины (пласт ПК1) и газоконденсатных скважин (пласты ТП, ХМ) принята типовая схема обвязки, предусмотренная проектом 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившим положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019.

Данная схема предполагает применение арматурных блоков обвязки и арматурных блоков задавочных линий полной заводской готовности. В составе арматурных блоков обвязки скважин на выкидной линии предусматривается запорная и регулирующая арматура, а также средства контроля и автоматизации, которые предназначены для регулирования дебита скважин с коррекцией по давлению, отключения скважины от кустового коллектора автоматически, дистанционно с пульта оператора и в ручном режиме по месту.

Набор оборудования и КИПиА арматурных блоков обвязки обеспечивает постоянный мониторинг параметров работы скважин с возможностью их оперативного регулирования, а также автоматическое отключение скважин и позволяет эксплуатировать скважины без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Учитывая значения максимальных статических давлений для скважин пластов $ПК_1$ и ТП, ХМ применяются два типа арматурных блоков:

- на давление PN16,0 МПа – для газовой скважины пласта ПК1;
- на давление PN25,0 МПа – для газоконденсатных скважин пластов ТП, ХМ.

Для скважин пласта ЮЯ применяются арматурные блоки на давление PN 63,0 МПа.

Расстояние между устьями скважин пластов ПК1, ТП, ХМ принято 40 м согласно требованиям ФНИП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". При этом максимальный радиус ореола растепления грунтов вокруг устья скважин рассчитанный на 30 лет не превышает 2,5 м. Результаты расчета ореола растепления грунтов вокруг устья скважин пластов ПК1, ТП, ХМ Южно-Тамбейского ГКМ приведены в приложении Ж тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

Проектируемые скважины юрских отложений делятся на 2 группы:

– №171, №175, №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304;

14.1

– №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю3010.

Согласно показателям разработки, обе группы характеризуются аномально высоким пластовым давлением (от 53,4 МПа до 68,3 МПа в зависимости от глубины залегания кровли). Кроме того, пластовый газ юрских отложений Южно-Тамбейского ГКМ содержит диоксид углерода (содержание $CO_2$ – 0,82 % мольн.), а конденсат углеводородный содержит до 1,69 % масс. парафинов. Данные особенности юрских скважин предопределяют индивидуальный подход к техническим решениям их обвязки.

Таким образом, учитывая значение максимального статического давления на устье юрских скважин 1 группы (до 48,3 МПа) и 2 группы (до 52,4 МПа), а также расчетное давление новых и существующих трубопроводов обвязки кустов (22,3 МПа с перспективой снижения до 10 МПа), к которым предусматривается подключение, в составе арматурных блоков обвязки необходимо редуцирование давления потока газа.

Для автоматического аварийного отключения юрских скважин в случае повышения на 10% или понижения на 20% давления пластового газа в выкидной линии в составе арматурного блока обвязки, предусматривается установка электроприводной арматуры (время закрытия не более 120 сек) и механического клапана-отсекателя.

14.2

Защита трубопроводов от превышения давления выше допустимого обеспечивается установкой блока предохранительных клапанов (БПК) в составе арматурных блоков обвязки каждой юрской скважины. В составе БПК предусматривается по 2 шт. предохранительных клапанов с переключающим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия обоих клапанов (согласно п. 5.9. ГОСТ 12.2.085-2017). Давление начала открытия клапанов принято 22,3 МПа (изб.) для скважин №171, №175, №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, Ю265 и 10,0 МПа (изб.) для скважин №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю3010. Расчет необходимой пропускной способности предохранительных клапанов приведен в приложении Б тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2. Также на газосборном коллекторе от

14.1

скважин №Ю265…№Ю2611, №Ю3010 предусматривается БПК от превышения давления. В состав БПК входит 2 шт. предохранительных клапана с переключающим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия обоих клапанов (согласно п. 5.9. ГОСТ 12.2.085-2017). Давление начала открытия клапанов принято 10,0 МПа (изб.) с пропускной способностью каждого из клапанов в составе БПК рассчитанного на максимальный сброс от одной скважины в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения". При этом безопасна эксплуатация объекта обеспечивается следующими мерами:

- каждое исполнительное устройство, используемое в системе управления задвижкой, имеет повышенную степень надежности и сертификат качества;
- обеспечивает приоритет функций противоаварийной защиты;
- при срабатывании арматуры противоаварийной защиты обеспечены условия безопасного отсечения потоков;
- система ПАЗ кустового газосборного коллектора имеет три независимых датчика контроля давления.

Сброс пластового газа при срабатывании предохранительного клапана в обвязке юрских скважин предусматривается на свечу рассеивания. Для снижения относительной плотности пластового газа по воздуху (п. 29 Руководства по безопасности факельных систем) предусматривается установка сепаратора свечевого. При этом высота сбросной свечи принята на основании расчета приземной концентрации горючего газа и составляет 6 м. Максимальная приземная концентрация для принятой высоты свечи составляет 12,9 %, что не превышает 50% нижнего предела распространения пламени (воспламенения) (29г/м$^3$).

Расчет приземной концентрации горючего газа, сбрасываемого на свечу рассеивания, приведен в приложении В тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

Расчет плотности газа, сбрасываемого на свечу рассеивания, приведен в приложении Г тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

При срабатывании предохранительного клапана происходит снижение температуры потока в следствие эффекта Джоуля-Томсона. Учитывая наличие жидкости (конденсат углеводородный, вода) в сбрасываемом потоке, проектом для исключения замерзания жидкости в трубопроводах и сепараторе свечевом предусматривается подача метанола после БПК, а также электрообогрев сбросного трубопровода.

Принимая во внимание высокую степень коррозионной агрессивности газа юрских отложений ввиду большого устьевого давления (34,5 МПа) и значительного содержания $CO_2$ (до 0,82 % мольн), проектом предусматривается подача ингибитора коррозии.

Для скважин №171 и №175 подача ингибитора коррозии осуществляется совместно с ингибитором парафиноотложений в выкидную линию и в затрубное пространство. Кроме того, газопроводы обвязки юрских скважин №171 и №175 предусматриваются из стали

повышенной коррозионной стойкости 13ХФА.

Учитывая влияние углекислотной коррозии на материал трубопроводов и соединительных деталей в обвязке юрских скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 от фонтанной арматуры до арматурного блока обвязки заводского исполнения применяются трубы из низколегированной стали 13ХФА и соединительные детали из стали 09Г2С с наплавкой внутренней поверхности, стойкой к коррозионному воздействию и эрозионному износу (по типу Inconel 625, OK Autrod 309L). Кроме того, на скважинах №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 предусмотрен постоянный мониторинг коррозии. 14.1 14.2

Учитывая высокое содержание парафинов в углеводородном конденсате, проектом предусматривается подача ингибитора парафиноотложений. Для скважин №171 и №175 подача ингибитора осуществляется совместно с ингибитором коррозии в выкидную линию и в затрубное пространство. Для скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 предусмотрена подача ингибитора парафиноотложений после первой ступени редуцирования в составе арматурных блоков выкидных линий скважин. 14.3

Обоснование необходимости подачи ингибиторов приведено в разделах 2.3.2, 2.3.3.

Для предупреждения образования гидратов предусмотрена подача ингибитора гидратообразования – метанола. Обоснование необходимости подачи ингибиторов приведена в разделах 2.3.2, 2.3.3.

Размещение устьев юрских скважин №171 и №175 предусматривается на расстоянии от соседних скважин куста не менее 110 м и 120 м соответственно.

Решения по юрским скважинам разработаны с учетом положений Обосновывающего отчета согласно положениям пункта 6 Статьи 15 Федерального Закона от 30.12.2009г. № 384–ФЗ "Технический регламент о требованиях безопасности зданий и сооружений" при проектировании и строительстве кустовых площадок №30, №39, №40 объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", разработанного ООО "ПромАльянс" (копия приведена в томе 1.2 20.002.1-ПЗ2). 14.4

Для безопасного проведения регламентных работ на скважинах №171, №175, №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 предусмотрена возможность сброса на свечу рассеивания через трубопровод с ручным регулятором, обратным клапаном и отключающей арматурой с обтюратором. Также для скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 предусмотрена возможность контроля давления по месту и дистанционно. 14.5

Решения по разгрузке МКП направлены на обеспечение безопасной эксплуатации объекта и соответствуют Изменению №2 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ", получившему Заключение экспертизы промышленной безопасности (регистрационный №57-ОБ-06212-2020).

Проектируемые скважины оснащаются средствами автоматизации и контроля с подключением к существующему диспетчерскому комплекту телеметрического измерительного комплекса куста, интегрируются в существующую систему управления, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин.

Телемеханизация кустов обеспечивает:

- сбор информации и управление (регулирование) дебитом скважины, а также количеством подаваемого метанола в реальном режиме времени;
- непрерывный контроль состояния оборудования;
- сигнализацию и протоколирование параметров работы оборудования, а также информацию о состоянии каналов связи и устройств комплекса;
- определение интегральных показателей функционирования кустов газовых скважин.

Проектируемые скважины оснащаются системой контроля загазованности, а также забойными датчиками с передачей показаний в систему цифрового месторождения.

Для контроля загазованности на всех проектируемых скважинах предусматривается установка датчиков и сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с предупредительной светозвуковой сигнализацией концентрации горючих газов 20 % от НКПР и аварийной сигнализацией концентрации горючих газов 50 % от НКПР с подачей сигнала оператору.

Подключение проектируемых скважин предусматривается к коммуникациям существующих кустов для транспорта газоконденсатной смеси на входные сооружения по существующим газопроводам газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ. Для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин куста газовых скважин №26 предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 300 мм с расчетным давлением 22,3 МПа, с подключением к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12. Транспорт газоконденсатной смеси от юрских скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611 к будет осуществляться по существующему газопроводу куста №26 DN200. В связи с недостаточной пропускной способностью существующего трубопровода сбора и шлейфа предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 400 мм с расчетным давлением 10,0 МПа, с подключением к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-

Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12.

Подвод метанола на проектируемые скважины предусматривается от существующих метанолопроводов PN25,0 МПа.

Продувка проектируемых скважин при выводе на режим предусматривается на существующее горизонтальное горелочное устройство куста со сжиганием в факельном амбаре. Существующее горизонтальное горелочное устройство размещается на расстоянии не менее 100 м от устья ближайшей скважины.

В связи с концепцией ОАО "Ямал СПГ" по разделению меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается следующая переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 разработанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021:

**1. По кусту газовых скважин №44** на существующем коллекторе DN400 от меловых скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа. В связи с этим выполнена установка блока предохранительных клапанов для защиты газосборного коллектора от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения". Также предусмотрены дополнительные меры защиты по ПАЗ от роста давления.

В связи со значительной отдаленностью существующего узла сброса (сепаратор, дренажная емкость, свеча) на данном кусте, предусмотренного для обвязки юрских скважин, сброс от ПК на меловом коллекторе осуществляться на дополнительную горизонтальную факельную установку 4460-F-003 с амбаром и автоматизированной системой розжига. Дополнительная ГФУ размещена на площадке куста.

На существующем коллекторе DN250 от юрских скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем выполнена установка блока предохранительных клапанов для защиты газосборного коллектора от роста давления свыше 10,0 МПа со сбросом пластовой смеси в существующий узел сброса (сепаратор 4460-V-001, дренажная емкость 4460-V-002, свеча 4460-F-002), также предусмотрены дополнительные меры ПАЗ от роста давления.

**2. По кусту газовых скважин №30** на существующем коллекторе DN500 от юрских и меловых скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем осуществлена установка блока предохранительных клапанов для защиты газосборного коллектора от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" со сбросом пластовой смеси в существующий узел сброса (сепаратор 3060-V-001, дренажная емкость 3060-V-002, свеча). Также предусмотрены дополнительные меры ПАЗ от роста давления.

**3. По кусту газовых скважин №7** существующий коллектор DN500 от юрских и меловых скважин разделяется на два отдельных коллектора DN500. Транспорт газа от юрского фонда скважин осуществляется по новому коллектору, параллельно существующему до границы куста, перед которой он замещает собой существующий трубопровод и подключается к существующему газопроводу-шлейфу. Отсеченный участок газосборного коллектора от меловых скважин перенаправляется на новый выход с площадки куста с подключением в новый газопровод-шлейф. При этом для данных коллекторов предусмотрено снижение расчетного давления с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем осуществлена установка 2х блоков предохранительных клапанов (по одному на каждом коллекторе) для защиты газосборных коллекторов от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" со сбросом пластовой смеси в существующий узел сброса (сепаратор 0760-V-001, дренажная емкость 0760-V-002, свеча 0760-F-002). Также предусмотрены дополнительные меры ПАЗ от роста давления.

**4. По кусту газовых скважин №46** на существующем коллекторе DN400 от меловых скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем осуществлена установка блока предохранительных клапанов для защиты от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения". Также предусмотрены дополнительные меры по ПАЗ от роста давления.

В связи с отсутствием на данном кусте узла приема сброса, сброс от ПК осуществляется на дополнительную горизонтальную факельную установку 4660-F-001 с амбаром и автоматизированной системой розжига. Дополнительная ГФУ размещена на площадке куста.

В качестве дополнительных мер по защите от роста давления на каждом из кустов предусмотрено:

- по сигналу 2из3 датчиков по повышению давления происходит останов всех скважин куста – закрытие отсечных арматур в арматурных блоках каждой скважины куста по блокировке EZ-100 (юрского и мелового фонда, привязанных как в данном проекте, так и во всех ранее выполненных).

Для безопасной эксплуатация кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 на каждом из них обеспечиваются следующие меры:

- каждое исполнительное устройство, используемое в системе управления задвижкой, имеет повышенную степень надежности и сертификат качества;
- обеспечивает приоритет функций противоаварийной защиты;
- при срабатывании арматуры противоаварийной защиты обеспечены условия безопасного отсечения потоков;
- система ПАЗ кустового газосборного коллектора имеет три независимых

датчика контроля давления.

Для примера в приложении А и Б к тому 5.7.1.5 приведены (справочно) схемы трубной обвязки и КИПиА и схемы причинно-следственных связей, скважин, на которых отображена блокировка EZ-100, реализованная в объеме проектной и рабочей документации. Проектная документация из проектов 21.007 "Обустройство скважин юрских залежей Южно-Тамбейского ГКМ и 22.001 "Расширение кустов газовых скважин № 25, № 26, № 47 газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ" получила положительное заключение ГГЭ.

Технические условия на подключение проектируемых скважин по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" приведены в томе 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

Кроме того, проектирование скважин выполнено с учетом положений Специальных технических условий (СТУ) на проектирование и строительство кустовых площадок, а также с учетом отчета по расчету пожарного риска (разработчик ООО "ПромАльянс").

Необходимость разработки СТУ обусловлена отсутствием в действующих документах, включенных в Перечень национальных стандартов и сводов правил, (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения, которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", утвержденный Постановлением Правительства РФ от 26.12.2014 г. №1521, нормативных требований для проектирования кустовых площадок газоконденсатных месторождений, а именно – отсутствие требований по количеству скважин на кустовой площадке, требований к нелинейному размещению скважин, требований по минимально допустимым расстояниям между устьями скважин, а также обустройством кустовых площадок для газоконденсатных скважин без обвалования.

Необходимость разработки СТУ так же обусловлена недостаточностью Перечня №1521 в части требований по контролю гарантийных стыков технологических трубопроводов и в части требований по дополнительным испытаниям технологических трубопроводов на герметичность.

Так же, на стадии корректировки проектной документации, разработано Обоснование безопасности опасного производственного объекта: "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения"

Необходимость разработки обоснования безопасности продиктована отсутствием требований ФНП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных приказом Ростехнадзора № 534 от 15 декабря 2020 год, а именно: при превышении давления в газосборном коллекторе куста скважины более 10 МПа, допускается максимальный сброс на факел (свечу) из одной выкидной линии скважины с гарантированным обеспечением срабатывания системы ПАЗ на других выкидных линиях, связанных в одной системе сброса.

Детальное описание решений по обвязке проектируемых скважин представлено в разделе 4 данного тома.

Электрооборудование для установки во взрывоопасных зонах предусматривается во взрывозащищенном исполнении (уровень взрывозащиты – взрывобезопасное оборудование) с видом взрывозащиты "взрывонепроницаемая оболочка" и (или) "искробезопасная электрическая цепь".

Маркировка взрывозащищенного электрооборудования должна соответствовать ПУЭ с учетом категории и группы взрывоопасной смеси и содержать уровень и вид взрывозащиты (пример маркировки: 1ExdIIAT3).

По степени защиты оболочек щиты, шкафы, коробки, электрические аппараты, устанавливаемые в помещениях, имеют исполнение не ниже IP42, устанавливаемые на наружных установках имеют исполнение не ниже IP56; электрические машины, устанавливаемые в помещении, имеют исполнение не ниже IP54, устанавливаемые на наружных установках, имеют исполнение не ниже IP56. Вся запорная арматура с электроприводом оборудована встроенными устройствами управления и защиты электродвигателя. Срок службы всего электрооборудования составляет не менее 20 лет при условии выполнения регулярного обслуживания, ремонта и регламентных работ.

Решения в части электроснабжения проектируемых объектов приведены в томе 5.1 20.002.1-ИОС1.1.

### 2.2. Газосборная сеть

Подключение проектируемых скважин предусматривается к существующим трубопроводам кустов с последующим транспортом по газопроводам-шлейфам газосборной системы Южно-Тамбейского ГКМ на входные сооружения. Для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин куста газовых скважин №26 предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 300 мм с расчетным давлением 22,3 МПа, с последующим транспортом по газопроводу-шлейфу подключаемому к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12. Транспорт газоконденсатной смеси от юрских скважин №Ю261... №Ю2611 будет осуществляться по существующему газопроводу куста №26 и по существующему газопроводу-шлейфу диаметром 200 мм подключаемому к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12.

Для расключения меловой и юрской системы сбора, от существующего газопровода-шлейфа куста №26 диаметром 200 мм, подключаемого к существующему газопроводу-шлейфу от куста №45, предусмотрена перемычка диаметром 200 мм к существующему газопроводу-шлейфу от куста №7 (в перспективе будет переведен на транспорт газа исключительно Юрского фонда скважин) в районе кранового узла №12 (см. Приложение Б). Кроме того, в связи с недостаточной пропускной способностью существующих коллектора

сбора и шлейфа DN200мм предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 400 мм с расчетным давлением 10,0 МПа, с последующим транспортом по дополнительному газопроводу-шлейфу диаметром 400 мм с подключением к существующему газопроводу-шлейфу от КГС №7 в районе кранового узла №12.

Расключение меловой и юрской системы сбора кустов газовых скважин №№ 30, 44 и 46 за пределами площадок кустов не входит в объем данной проектной документации. Для возможности сопутствующего расключению снижению расчетного давления ГСС до 10МПа в обвязке данных кустов предусматриваются БПК.

В рамках проекта выполнен поверочный тепло-гидравлический расчет существующей газосборной системы с учетом подключения обустраиваемых по настоящему проекту скважин.

В качестве исходных данных для расчета использовались прогнозные показатели работы скважин, полученные письмом ОАО "Ямал СПГ" №МР-12-1133-Н от 30.03.2020.

Расчет выполнен для газопроводов-шлейфов от кустов, в составе которых предусматривается обустройство дополнительных скважин, а также существующих кустов, подключаемых к данным трубопроводам, а именно:

- газопроводы-шлейфы от кустов скважин №2, №4, №40;
- газопроводы-шлейфы от кустов скважин №22, №35;
- газопроводы-шлейфы от кустов скважин №26, №45;
- газопровод-шлейф от куста скважин №30;
- газопровод-шлейф от куста скважин № 46.

Расчет выполнен в программном комплексе PIPEPHASE компании Invensys Systems Inc. для моделирования стационарных многофазных потоков.

Расчеты выполнялись, начиная с момента ввода проектируемых скважин в эксплуатацию при следующих условиях:

- прокладка существующих трубопроводов газосборной сети – надземная в теплоизоляции (от 60 до 100 мм, коэффициент теплопроводности – 0,045 Вт/(м·К));
- расчетная температура для зимнего периода – "минус" 26 °С;
- расчетная температура для летнего периода – "плюс" 11 °С;
- расчетная скорость ветра (среднегодовая) – 6,5 м/с;

Результаты теплогидравлических расчетов с характеристикой газопроводов-шлейфов приведены в приложении А тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

Анализ результатов теплогидравлических расчетов существующих газопроводов-шлейфов газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ с учетом ввода проектируемых по настоящему проекту скважин показал, что в целом пропускной способности существующих трубопроводов достаточно для расширения кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46. Однако, в 2030 году для газопровода-шлейфа от кустов скважин №45, №26 наблюдается снижение давления на входе в площадку входных сооружений до 2,5 МПа, что обусловлено недостаточной пропускной способностью трубопровода DN200 5,5 км от куста скважин

№26 до кранового узла №12, а также снижением устьевого давления скважин куста №45 на фоне сохранения относительно высокой производительности (4,8 млн.м3/сут) С учетом этого, принято решение о выполнении раздельного транспорта газоконденсатной смеси от меловых скважин и от скважин юрских залежей. В соответствии с данным решением транспорт газоконденсатной смеси от юрских скважин будет осуществляться по существующему газопроводу-шлейфу DN200 куста №26, а для меловых скважин предусматривается прокладка дополнительного газопровода-шлейфа диаметром 300 мм с расчетным давлением 22,3 МПа, подключаемого к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12. Объем строительства лупингов, а также даты реализации перспективных подключений должны уточняться с учетом полной программы развития месторождения (по обновленным показателям разработки).

## 2.3. Предупреждение гидратообразования, парафиноотложений и углекислотной коррозии

### 2.3.1. Обоснование решений по предупреждению гидратообразования

При разработке большинства газовых и газоконденсатных месторождений возникают проблемы, связанные с образованием гидратов. Образование гидратов обусловлено насыщением газа парами воды, присутствием воды в жидком состоянии (пластовые воды) и зависит от состава природного газа и его термобарических параметров. При этом объемная скорость накопления гидратов зависит от скорости изменения влагосодержания газа с изменением давления и температуры.

Учитывая необходимость снижения давления на устье скважин, а также снижение устьевой температуры по мере разработки, определена возможность образования гидратов в обвязке скважин, а также в стволе проектируемых скважин.

Кроме того, гидраты могут образовываться в трубопроводах обвязки скважин на пусковых режимах работы при сжигании газа на горизонтальном горелочном устройстве.

Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации скважин сети предусматривается подача ингибитора гидратообразования на устье скважин. В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол. Свойства метанола приведены в разделе 1.3.2.

Подача метанола на проектируемые скважины предусматривается по существующим метанолопроводам DN50, PN25,0 МПа с площадки входных сооружений. Для индивидуального регулирования расхода ингибитора в обвязке скважин пластов ПК, ТП, ХМ системы регулируемой подачи ингибитора (СРПИ), в обвязке скважин юрских отложений предусмотрена установка блок-контейнера СРПИ полной заводской готовности для насосной подачи ингибитора.

Фазовые диаграммы Р-Т условий гидратообразования для пластового газа пластов

ПК, ТП, ХМ и ЮЯ приведены на рисунках 2.1, 2.2 и 2.3 соответственно.

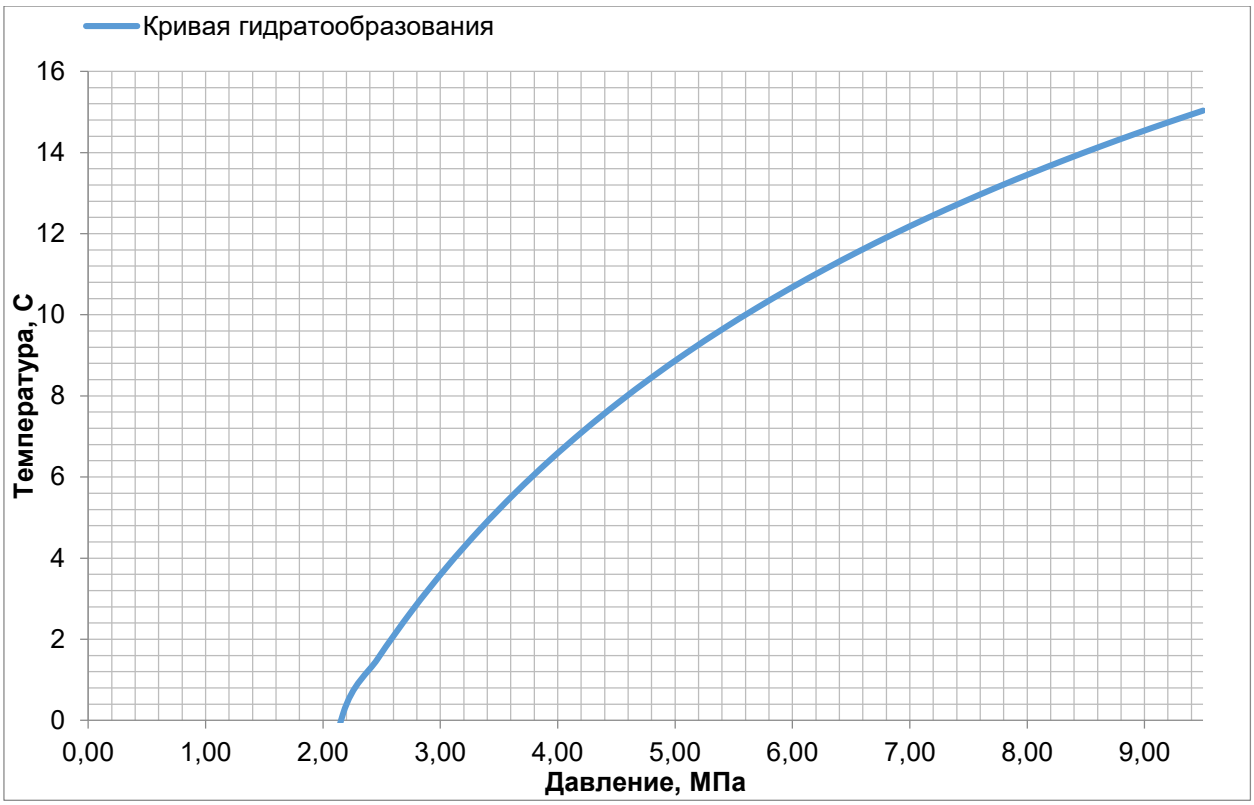


**Рисунок 2.1 - Кривая гидратообразования для газа пласта ПК1**

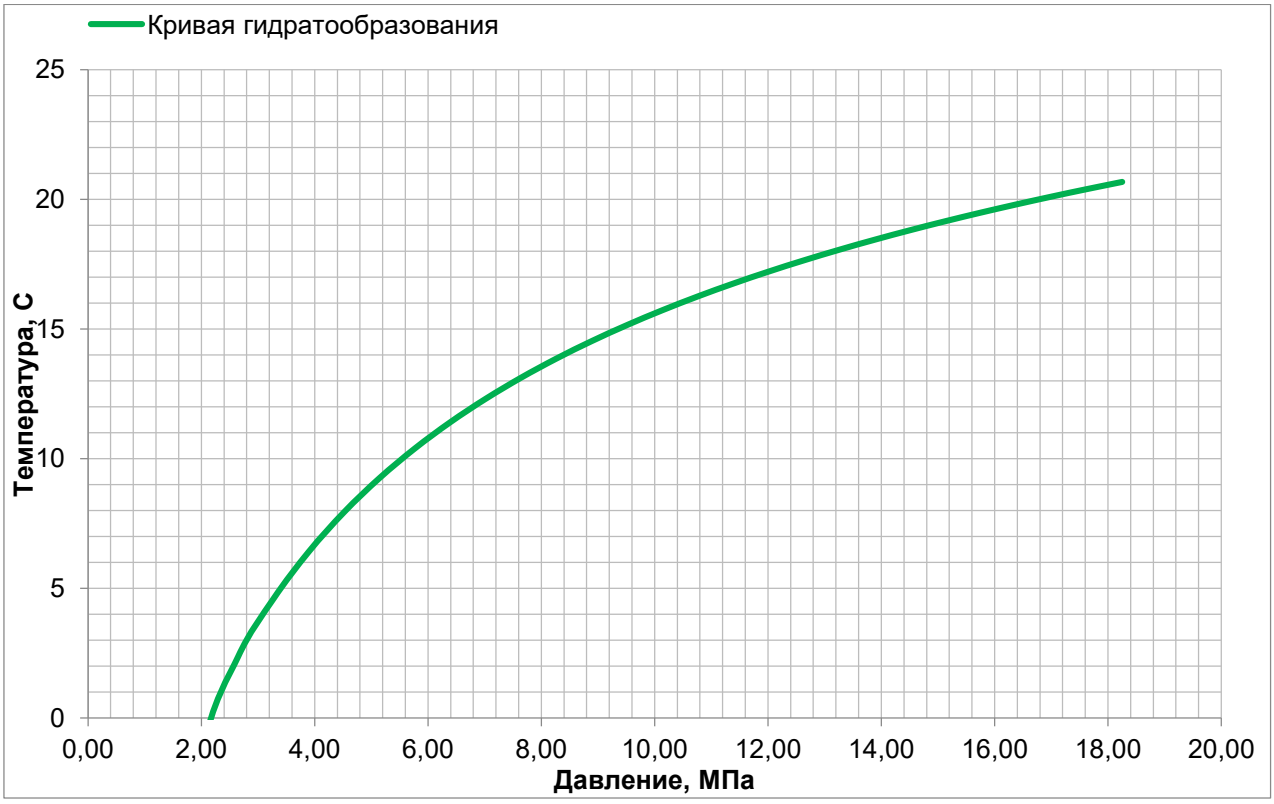


**Рисунок 2.2 - Кривая гидратообразования для усредненного состава газа пластов ТП, ХМ**

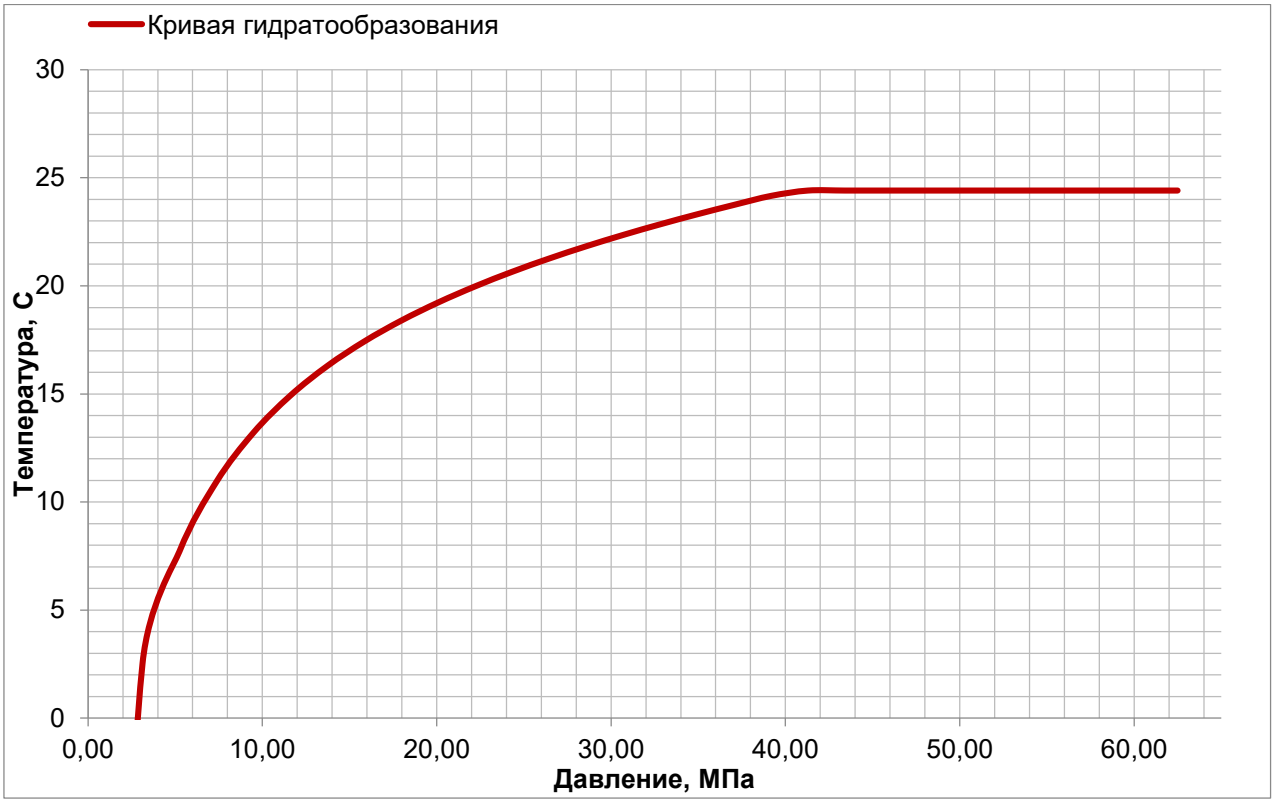


**Рисунок 2.3 - Кривая гидратообразования для газа пластов ЮЯ**

***Предупреждение гидратообразования на скважинах пластов ПК, ТП, ХМ***

Из представленных графиков (рисунки 2.3 и 2.4) видно, что скважина №1023 (пласт ПК), по причине низких значений устьевых параметров (давление 4,4÷6,5 МПа и температура 1,0÷2,3 °С), будет работать в гидратном режиме уже с начала эксплуатации, при этом, низкие устьевые параметры, в совокупности со снижением давления на регуляторе, могут привести к образованию гидратов в стволе скважины и в выкидной линии. По этой причине, необходимость подавать ингибитор гидратообразования на скважину №1023 возникает уже с начала её эксплуатации.

Удельное количество метанола, подаваемое на скважину №1023 пласта ПК1, составляет 0,42÷0,57 г/м$^3$, при этом расход метанола по годам эксплуатации составит 2÷19 кг/ч.

Скважины пластов ТП, ХМ, благодаря высоким начальным устьевым показателям (давление 8,2÷14,5 МПа и температура до 42 °С), в начальный период эксплуатации будут находиться в безгидратном режиме работы. Однако, из-за снижения давления на регуляторе, за счет эффекта Джоуля-Томсона, может происходить образование гидратов на участке после регулятора давления.

Начиная с 2025 года эксплуатации скважин пластов ТП, ХМ, наблюдается снижение устьевого давления до 4,0 МПа, что приведет к образованию гидратов в

стволах скважин.

Удельное количество метанола, подаваемое на скважины пластов ТП, ХМ, составляет 0,94÷4,56 г/м$^3$, при этом расход метанола по годам эксплуатации составит 1,2÷324,4 кг/ч. Максимальный показатель в 324,4 кг/ч приходится на скважину №2462 из-за обозначенных выше завышенных показателей дебита по воде. Расход метанола для скважин пласта ТП-ХМ, за исключением скважины №2462, составляет 8,26÷30,3 кг/ч.

С 2047 года, в связи с аномально высокими показателями добычи по воде (41,0÷63,2 м$^3$/сут), удельное количество подаваемого на скважину №2462 метанола может составить до 19 г/м$^3$.

Для предупреждения гидратообразования, проектом предусматривается подача метанола, осуществляемая при помощи системы регулируемой подачи ингибитора с двумя линиями дозирования:

- одна подача – постоянная дозированная перед регулятором в ФА (в инструментальный фланец рабочей струны);
- вторая подача – постоянная дозированная в скважину на глубину 500 м.

***Предупреждение гидратообразования на скважинах юрских залежей.***

Для предупреждения гидратообразования на скважинах №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 подача метанола осуществляется при помощи системы регулируемой подачи ингибитора, входящей в состав арматурного блока обвязки скважины. Данная система предназначен для дозированной подачи ингибитора гидратообразования (метанола). Подача метанола осуществляется с давлением 25 МПа в выкидную линию скважины после первой ступени редуцирования.

14.1

На графике, изображенном на рисунке 2.3 видно, что режим работы юрских скважин, за счет высокого начального устьевого давления (до 20 МПа) и температуры (до 54°С), в период эксплуатации до 2029 года будет безгидратным. Однако за счет дроссель-эффекта потребуется подача метанола в выкидные линии скважин. С 2029 года устьевое давление юрских скважин снижается до 4,0 МПа, что обуславливает необходимость подачи ингибитора гидратообразования в затрубное пространство скважин.

Подача метанола на скважины №171 и №175 осуществляется при помощи блок-контейнера СРПИ. Блок-контейнер СРПИ представляет собой блочно-модульное изделие полной заводской готовности и предназначен для дозированной подачи смеси ингибитора гидратообразования (метанола), ингибитора коррозии и ингибитора парафинообразования. Подача метанола осуществляется с давлением 50 МПа в выкидную линию скважины и в затрубное пространство.

Удельное количество метанола, подаваемое на юрские скважины, составляет 1,82÷2,67 г/м$^3$, при этом расход метанола по годам эксплуатации составит 6÷60 л/ч.

Также, для предотвращения отложений гидратов, метанол под давлением 25 МПа подается перед БПК арматурных блоков обвязки скважины.

Потребность проектируемых скважин в метаноле представлена в таблице 4.1.

### 2.3.2. Обоснование решений по защите от углекислотной коррозии

Интенсивность коррозионных процессов на внутренней поверхности газопроводов обвязки скважин зависит от наличия в транспортируемой среде агрессивных компонентов (углекислоты, сероводорода, меркаптанов) и пластовой воды, выносимой потоком из пласта, а также от температурного и гидродинамического режима течения газожидкостной смеси.

Ввиду отсутствия в общегосударственных нормативах методов по оценке степени агрессивности сред, в проектной документации используются положения внутреннего стандарта ПАО "Газпром" (СТО Газпром 9.3-011-2011, изм. 1).

Согласно исходным данным для проектирования в составе добываемого газа содержится углекислый газ ($CO_2$): в газе пласта $ПК_1$ – 0,0051 % (мольн.), в газе пластов ТП - 0,06÷0,74 % (мольн.), в газе пластов ХМ – 0,034 ÷ 0,043 % (мольн.), в газе юрских отложений – 0,821 % (мольн.).

Агрессивность добываемой пластовой смеси в данном случае оценивается величиной парциального давления диоксида углерода, которое рассчитывается по формуле:

$$P_{CO2} = \frac{P \cdot C_{CO2}}{100}$$

где P – рабочее давление, МПа;

$C_{CO2}$ – содержание диоксида углерода в газе в процентах (мольн.).

Подставив в расчетную формулу исходные значения давлений и содержания $CO_2$ для пластов получим, что парциальное давление $CO_2$ составляет:

- $ПК_1$ - 0,0003 МПа на устье скважины и 0,0002 МПа после регулятора давления;
- $ХМ_1$ - 0,004 МПа на устье скважин и 0,002 МПа после регулятора давления;
- $ХМ_2$ - 0,005 МПа на устье скважин и 0,004 МПа после регулятора давления;
- $ТП_1$ – 0,018 МПа на устье скважин и 0,012 МПа после регулятора давления
- $ТП_2$ – 0,027 МПа на устье скважин и после регулятора давления;
- $ТП_3$ – 0,007 МПа на устье скважин и 0,0059 МПа после регулятора давления;
- $ТП_4$ – 0,039 МПа на устье скважин и 0,037 МПа после регулятора давления;
- $ТП_7$ – 0,11 МПа на устье скважин и 0,097 МПа после регулятора давления;
- $ТП_{19}$ – 0,024 МПа на устье скважин и после регулятора давления;
- $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ – 0,34 МПа на устье скважин (до 0,39 МПа на устье скважин №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611 куста газовых скважин №26) и 0,09 МПа после регулятора давления.

Согласно таблице 1 СТО Газпром 9.3-011-2011 высокая степень агрессивности

наблюдается при парциальном давлении $CO_2$ более 0,2 МПа, средняя – от 0,02 до 0,2 МПа, низкая – менее 0,02 МПа. Учитывая данную классификацию, для газа рассматриваемых пластов степень агрессивности следующая:

- для $ПК_1$, $ХМ_1$, $ХМ_2$, $ТП_1$, $ТП_3$ - низкая;
- для $ТП_2$, $ТП_4$, $ТП_7$, $ТП_{19}$ - средняя;
- для $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ – высокая.

Ввиду низкой степени агрессивности для трубопроводов обвязки скважин пластов ПК1, ХМ1, ХМ2, ТП1 и ТП3, решения по коррозионному мониторингу и ингибиторной защите не предусматривается.

Для трубопроводов обвязки скважин пластов ТП2, ТП4, ТП7 и ТП19 при средней агрессивности среды решения по ингибиторной защите не предусматриваются, при этом рекомендуется осуществлять коррозионный мониторинг трубопроводов.

В составе всех рассматриваемых в проектной документации кустов, добыча газа выполняется с различных пластов, а сбор газа от скважин - в общий коллектор. С учетом этого, установка средств коррозионного мониторинга предусматривается на сборном газовом коллекторе каждого из рассматриваемых в проектной документации кустов скважин.

Высокая степень агрессивности газа юрских отложений наблюдается в трубопроводах обвязки высокого давления (до регулятора), а также в стволе скважин. Кроме того, учитывая динамику снижения устьевых давлений юрских скважин согласно показателям разработки, высокая степень агрессивности наблюдается в течение первого года эксплуатации и при падении давления на устье скважин ниже 24,0 МПа переходит в среднюю. При этом на участке после регулятора давления в течение всего срока эксплуатации среда будет оказывать среднее агрессивное воздействие.

Таким образом, для скважин газа юрских отложений проектом предусматриваются технические решения по уменьшению воздействия углекислоты на внутреннюю поверхность трубопроводов, а именно: коррозионный мониторинг, ингибиторная защита внутренней полости трубопроводов обвязки (только для скважин №171 и №175) и применение трубопроводов из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА.

Для коррозионного мониторинга трубопроводов обвязки скважин пластов $ТП_2$, $ТП_4$, $ТП_7$, $ТП_{19}$ и юрских отложений $ЮЯ_{7-9}$, $ЮЯ_{2-4}$ предусматриваются ультразвуковые датчики контроля коррозии.

Детально технические решения по коррозионному мониторингу приведены в томе 20.002.1-ИОС7.2.

Для подачи ингибитора коррозии в обвязку скважин юрских отложений №171, №175 предусматривается установка блок-контейнера СРПИ (по одному на каждую юрскую скважину). В составе СРПИ предусматриваются расходная емкость ингибитора и дозировочные насосы. Удельный расход ингибитора коррозии (100 %-го раствора по типу

ИНКОРГАЗ-112М) принят 0,037 г/м$^3$ добываемого газа или 100 г/м$^3$ добываемой жидкой фазы. Подача ингибитора предусматривается в ствол скважин и выкидные линии через инструментальные фланцы фонтанной арматуры совместно с ингибитором парафиноотложений. Подробное описание решений по подаче ингибитора приведены в разделе 4.1 настоящего тома.

14.1 В обвязке скважин юрских отложений №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611, Ю301, Ю302, Ю303, Ю304, №Ю3010 для защиты от агрессивного воздействия углекислоты принято решение о применении трубопроводной обвязки высокого давления из стали повышенной коррозионной стойкости 13ХФА с наплавкой для улучшения устойчивости к коррозионному износу, без применения ингибирования внутренней поверхности труб.

Следует также отметить, что углекислотная коррозия зависит от наличия воды в потоке. По показателям разработки обводненность жидкой фазы добываемого флюида юрских скважин менее 5 % и по соотношению вода/конденсат составляет 0,04 %, что является благоприятным фактором в совокупности с отсутствием условий для скоплений жидкой фазы в выкидном трубопроводе скважины.

Также благоприятным фактором является снижение устьевого давления и, как следствие, уменьшения коррозионной агрессивности среды в течение эксплуатации.

Конкретный тип ингибитора, необходимость подачи и его расход должны быть уточнены после ввода скважин в эксплуатацию с учетом реальных условий и параметров процесса добычи.

### 2.3.3. Обоснование решений по предупреждению парафиноотложений

Характер парафиноотложений определяется многими факторами. Последствиями парафиноотложения может являться как незначительной слой парафина в трубопроводе, практически незаметный при эксплуатации, так и существенный слой, вызывающий значительное перекрытия сечения.

Согласно исходным данным газ пласта ПК$_1$ сухой метанового типа и не содержит углеводородный конденсат.

Углеводородный конденсат пластов ТП, ХМ характеризуется незначительным содержанием парафинов до 0,53 % масс. (для пласта ТП$_{19}$), что, в условиях смешения пластовой смеси от скважин различных пластов в общий поток на кустовых площадках, не требует дополнительных решений по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

Согласно Отчету об оказании услуг "Лабораторные исследования устьевых проб пластовых флюидов" юрской скважины 172, утвержденному Директором Тюменского филиала ООО "Газпром проектирование" М.Н. Гагариным 14.03.2019 потенциальное содержание парафинов в углеводородном конденсате юрских отложений составляет

1,69 % масс. При этом температура помутнения и начала кристаллизации парафинов при давлении 11,5 МПа составляет "плюс" 25,2 °С и "плюс" 18,9 °С, соответственно, а при давлении 3,2 МПа – "плюс" 29,0 °С и "плюс" 20,9 °С, соответственно.

Для возможности парафиноотложения из углеводородного конденсата необходимо выполнение условия, когда температура жидкости ниже температуры начала образования парафинообразования.

Учитывая необходимость редуцирования устьевого давления (34,5 МПа) для подачи потока пластовой смеси юрских скважин в общий кустовой коллектор в начальный период эксплуатации, за счет "дроссель-эффекта" происходит снижение температуры потока с 54 ° С до 22 °С. При этом будут образовываться парафины, отложения которых на внутренней поверхности трубопроводов будут оказывать негативное воздействие на процесс добычи ввиду уменьшения проходного сечения трубопроводов и регулирующей арматуры.

Кроме того, при снижении устьевых температур на юрских скважинах ниже температуры начала кристаллизации, парафины могут образовываться уже в стволе скважин.

Согласно результатам экспериментального и расчетного моделирования (исполнитель ООО "ДИУС-ЛАБ"), цель которого подбор оптимального типа ингибитора и его дозировки, содержание твердых парафинов в пробах углеводородного конденсата может достигать 1,4 % масс. и 9,1 % масс. при температуре 0 °С и "минус" 20 °С соответственно.

В работе ООО "ДИУС-ЛАБ" рассмотрены ингибиторы нескольких производителей (BASF AG, АО "МИПГУ "Петрохим-Сервис" и ООО "Зиракс"), ни один из которых не может подаваться совместно с метанолом. При этом рассматриваемые ингибиторы не оказывают негативное воздействие на ингибитор коррозии (по типу ИНКОРГАЗ 112М), что влияет на выбор схемы подачи ингибиторов. Оптимальная дозировка ингибитора парафиноотложений должна составлять 200 ÷ 600 г/т конденсата (0,14 ÷ 0,19 г/м$^3$ добываемого газа). При этом температура застывания конденсата может быть снижена до "минус" 10 ÷ "минус" 23 °С в зависимости от дозировки и типа ингибитора.

На основании вышеизложенного, а также с учетом рекомендаций ООО "ДИУС-ЛАБ" настоящим проектом предусматривается подача ингибитора парафиноотложений в обвязку юрских скважин.

Для подачи ингибитора в обвязку юрских скважин №171, №175 предусматривается установка блок-контейнера СРПИ (по одному на каждую юрскую скважину). В составе СРПИ предусматриваются расходная емкость ингибитора и дозировочные насосы. Производительность насосов ингибитора парафиноотложений определена с учетом его удельного расхода 700 г/т углеводородного конденсата. Подача ингибитора предусматривается в ствол скважин и выкидные линии через инструментальные фланцы

фонтанной арматуры совместно с ингибитором коррозии. Детальное описание решений по подаче ингибитора парафиноотложений в обвязку юрских скважин приведено в разделе 4.1 настоящего тома.

Для подачи ингибитора парафиноотложений в обвязку юрских скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611, Ю301, Ю302, Ю303, Ю304, Ю3010 в составе арматурного блока предусматриваются линии дозирования с регулирующей арматурой. Подача ингибитора парафиноотложения предусматривается от передвижного блок-бокса, не входящего в объем проектирования. 14.1

Конкретный тип ингибитора, необходимость подачи и его расход должны быть уточнены после ввода скважин в эксплуатацию с учетом реальных условий и параметров процесса добычи.

## 3. Назначение и мощность проектируемых объектов

Проектируемые объекты в составе расширяемых кустов скважин предназначены для обеспечения планового уровня добычи пластовой смеси Южно-Тамбейского ГКМ. Мощность проектируемых объектов приведена в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 – Мощность проектируемых объектов**

| Наименование объекта | | Мощность |
|---|---|---|
| Куст №2 | Скважина №11 (1023) | Qгаза=0,80 ÷ 0,09 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=6,5 ÷ 4,4 МПа |
| Куст №26 | Скважина №4 (5261) | Qгаза=0,60 ÷ 0,03 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=14,9 ÷ 4,3 МПа |
| | Скважина №5 (4264) | Qгаза=0,60 ÷ 0,04 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=14,1 ÷ 4,1 МПа |
| | Скважина №7 (Ю261) | Qгаза=1,0 ÷ 0,07 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=25,0 ÷ 4,0 МПа |
| | Скважина №8 (Ю262) | Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=30,1 ÷ 1,3 МПа |
| | Скважина №9 (Ю263) | Qгаза=1,0 ÷ 0,06 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=37,3 ÷ 4,2 МПа |
| | Скважина №10 (Ю264) | Qгаза=1,0 ÷ 0,07 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=34,8 ÷ 4,2 МПа |
| | Скважина №11 (Ю265) | Qгаза=0,75 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 46,9÷1,2 МПа |
| | Скважина №12 (Ю266) | Qгаза=0,97 ÷ 0,18 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 43,7÷1,2 |
| | Скважина №13 (Ю267) | Qгаза=0,74 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 16,5÷1,2 МПа |
| | Скважина №14 (Ю268) | Qгаза=0,97 ÷ 0,06 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 44,6÷1,2 МПа |
| | Скважина №15 (Ю269) | Qгаза=0,97 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 43,5÷1,2 МПа |
| | Скважина №16 (Ю2610) | Qгаза=0,98 ÷ 0,06 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 45,3÷1,2 МПа |
| | Скважина №17 (Ю2611) | Qгаза=0,97 ÷ 0,15 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.= 48,0÷1,2 МПа |
| Куст №30 | Скважина №12 (171) | Qгаза=0,36 ÷ 0,11 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=34,5 ÷ 4,0 МПа |
| | Скважина №17 (Ю301) | Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=24,0 ÷ 1,1 МПа |
| | Скважина №18 (Ю302) | Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=31,4 ÷ 1,1 МПа |
| | Скважина №19 (Ю303) | Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=39,8 ÷ 1,1 МПа |
| | Скважина №20 (Ю304) | Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=41,5 ÷ 1,1 МПа |
| | Скважина №36 (Ю3010) | Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=38,3 ÷ 2,6 МПа |
| Куст №35 | Скважина №9 (3355) | Qгаза=0,33 ÷ 0,17 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=13,0 ÷ 4,8 МПа |

14.1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Наименование объекта | | Мощность |
|---|---|---|
| | Скважина №10 (3357) | Qгаза=0,35 ÷ 0,07 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=9,1 ÷ 4,4 МПа |
| Куст №40 | Скважина №13 (3406) | Qгаза=0,73 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=11,0 ÷ 4,4 МПа; |
| | Скважина №14 (2401) | Qгаза=1,5 ÷ 0,33 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=12,3 ÷ 4,5 МПа |
| | Скважина №15 (3405) | Qгаза=0,50 ÷ 0,06 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=13,6 ÷ 4,4 МПа |
| | Скважина №16 (175) | Qгаза=0,36 ÷ 0,01 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=34,5 ÷ 4,0 МПа |
| Куст №45 | Скважина №8 (170, 4451 после ЗБС) | Qгаза=0,43 ÷ 0,03 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=8,3 ÷ 4,1 МПа |
| Куст №46 | Скважина №14 (7461) | Qгаза=0,28 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=8,5 ÷ 4,8 МПа |
| | Скважина №15 (2462) | Qгаза=1,28 ÷ 0,10 млн.м$^3$/сут;<br>Руст.=12,9 ÷ 4,2 МПа |

# 4. Характеристика принятых технологических решений и оборудования

## 4.1. Обвязка кустов скважин

Технические решения по обвязке обустраиваемых скважин, предусмотренные проектом, позволяют выполнять все необходимые операции при эксплуатации скважин и их ремонте, проводить продувку скважин со сжиганием газа в амбаре существующих горизонтальных горелочных устройств, а также глушение скважин.

Ввиду разнородности параметров работы скважин, а также добычи газа из разных пластов, обвязка скважин пластов $ПК_1$, ТП, ХМ и ЮЯ (юрские отложения) имеют различия.

Схемы трубной обвязки и КИПиА расширяемых кустов Южно-Тамбейского ГКМ приведены в томе 5.7.1.3 20.002.1-ИОС7.1.3.

Описание схем обвязки проектируемых скважин приведено на примере:

- газовой скважины №11 (пласт $ПК_1$) в составе куста №2;
- газоконденсатных скважин №№ 4, 5 (пласты ТП) в составе куста №26;
- газоконденсатной скважины №171 (юрские отложения) в составе куста №30;
- газоконденсатной скважины №Ю261 (юрские отложения) в составе куста №26;
- газоконденсатной скважины №Ю266 (юрские отложения) в составе куста №26.

***Описание обвязки газовой скважины №11 (пласт $ПК_1$) куста №2.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ1.ГЧ л.1, л.2, л.3 тома 5.7.1.3.

В состав обвязки скважины входят:

- фонтанная арматура 0201-W-110 – АФК 6 100/100х21 К1 ХЛ (подбирается и заказывается по проекту бурения);
- арматурный блок обвязки 0201-U-110, PN16,0 МПа в комплекте с:
  1) расходомером 0201-FT-11501;
  2) устройством регулирующим 0201-MOV-11501;
  3) запорной арматурой 0201-MOV-11511, 0201-MOV-11512;
  4) устройством отсекающим 0201-SDV-110;
  5) двумя шаровыми кранами и обратным клапаном;
  6) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройства регулирующего 0201-MOV-11501;
  7) датчиком контроля наличия твердых частиц 0201-AT-11502.
- система регулируемой подачи ингибитора (СРПИ) 0220-U-110.

На площадке предусматривается установка датчиков и сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с предупредительной светозвуковой сигнализацией концентрации горючих газов 20 % от НКПР, аварийной сигнализацией концентрации горючих газов 50 % от НКПР с подачей сигнала оператору.

В составе арматурных блоков на выкидной линии DN100 скважины предусматривается снижение устьевого давления, замер расхода, мониторинг давления и температуры пластового флюида.

Арматурный блок обвязки скважины также имеет выход с подключением к существующему факельному коллектору куста для продувки со сжиганием газа на горизонтальном горелочном устройстве (не входит в объем проектирования).

Газопроводы обвязки прокладываются в теплоизоляции для сохранения тепла добываемого флюида.

При этом предусмотрено отключение скважины в автоматическом режиме от кустового коллектора в случае аварийной ситуации и выхода технологических параметров за допустимые значения. Автоматическое отключение скважины осуществляется при падении давления в кустовом коллекторе на 20%, при этом производится закрытие арматуры 0201-MOV-11511 и 0201-MOV-11512

По трубному и межтрубному пространствам фонтанная арматура соединена с арматурным блоком задавочных линий 0267-U-110 PN16,0 МПа, в составе которого предусмотрены отключающие задвижки, обратные клапаны и быстроразъемные соединения для подключения цементировочного агрегата.

Согласно общей концепции разработки месторождения скважины пластов $ПК_1$ (с более низким устьевым давлением) вводятся в эксплуатации при снижении устьевых давлений уже действующих скважин.

***Описание обвязки газоконденсатных скважин (пласты ТП, ХМ) на примере скважины №4 куста №26.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ2.ГЧ л.1, л.2, л.3 тома 5.7.1.3.

В состав обвязки скважин входят:

- фонтанная арматура 2601-W-040 – АФК 6 100/100х35 К1 ХЛ;
- арматурный блок обвязки 2601-U-040, PN25,0 МПа в комплекте с:
  8) расходомером 2601-FT-04501;
  9) устройством регулирующим 2601-MOV-04501;
  10) запорной арматурой 2601-MOV-04511, 2601-MOV-04512;
  11) устройством отсекающим 2601-SDV-040;
  12) двумя шаровыми кранами и обратным клапаном;
  13) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройства регулирующего 2601-MOV-04501;
  14) датчиком контроля наличия твердых частиц 2601-AT-04502.
- СРПИ 2620-U-040.

На площадке предусматривается установка датчиков и сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с предупредительной светозвуковой сигнализацией концентрации горючих газов 20 % от НКПР, аварийной сигнализацией концентрации горючих газов 50 % от НКПР с подачей сигнала оператору.

В составе арматурных блоков на выкидной линии DN100 скважины предусматривается снижение устьевого давления, замер расхода, мониторинг давления и температуры пластового флюида.

Арматурный блок обвязки скважины также имеет выход с подключением к существующему факельному коллектору куста для продувки со сжиганием газа на горизонтальном горелочном устройстве (не входит в объем проектирования).

Газопроводы обвязки прокладываются в теплоизоляции для сохранения тепла добываемого флюида.

При этом предусмотрено отключение скважины в автоматическом режиме от кустового коллектора в случае аварийной ситуации и выхода технологических параметров за допустимые значения. Автоматическое отключение скважины предусмотрено при падении давления на кустовом коллекторе на 20%, при этом производится закрытие арматуры 2601-MOV-04511 и 2601-MOV-04512.

По трубному и межтрубному пространствам фонтанная арматура соединена с арматурным блоком задавочных линий 2667-U-040 PN25,0 МПа, в составе которого предусмотрены отключающие задвижки, обратные клапана и быстроразъемные соединения для подключения цементировочного агрегата.

***Описание обвязки газоконденсатных скважин юрских отложений №№ 171, 175 (пласты ЮЯ) на примере скважины №171 куста №30.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ3.ГЧ л.1, л.2, л.3, л.4, л.5 тома 5.7.1.3.

В состав обвязки скважин входят:

- фонтанная арматура 3001-W-120 – АФ6 80/105 К2 ХЛ;
- арматурный блок обвязки 3001-U-120, PN50,0 МПа в комплекте с:
  1) расходомером 3001-FT-12501;
  2) устройством регулирующим 3001-MOV-12501;
  3) запорной арматурой 3001-MOV-12511, 3001-MOV-12512, 3001-MOV-12513, 3001-MOV-12514, 3001-MOV-12515;
  4) устройством отсекающим 3001-SDV-120;
  5) двумя шаровыми кранами и обратным клапаном;
  6) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройства регулирующего 3001-MOV-12501;
  7) Блоком предохранительных клапанов (БПК) 3001-PRV-120;
  8) Узлом контроля коррозии (только для скважины № 171);

- блок-контейнер СРПИ 3020-U-120;
- емкость подземная дренажная 3020-V-001 V=5 м$^3$;
- сепаратор свечевой 3060-V-001;
- емкость подземная дренажная 3060-V-002 V=12,5 м$^3$;
- узел контроля коррозии (для скважины №175).

На площадке предусматривается установка датчиков и сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с предупредительной светозвуковой сигнализацией концентрации горючих газов 20 % от НКПР, аварийной сигнализацией концентрации горючих газов 50 % от НКПР с подачей сигнала оператору.

В составе арматурных блоков на выкидной линии DN100 скважины предусматривается снижение устьевого давления, замер расхода, мониторинг давления и температуры пластового флюида.

Арматурный блок обвязки скважины также имеет выход с подключением к существующему факельному коллектору куста для продувки со сжиганием газа на горизонтальном горелочном устройстве (не входит в объем проектирования).

Газопроводы обвязки прокладываются в теплоизоляции для сохранения тепла добываемого флюида.

При этом предусмотрено отключение скважины в автоматическом режиме от кустового коллектора в случае аварийной ситуации и выхода технологических параметров за допустимые значения.

По трубному и межтрубному пространствам фонтанная арматура соединена с арматурным блоком задавочных линий 3067-U-120 PN50,0 МПа, в составе которого предусмотрены отключающие задвижки, обратные клапана и быстроразъемные соединения для подключения цементировочного агрегата.

Сброс газа при срабатывании блока предохранительных клапанов (БПК) 3001-PRV-120 предусматривается на свечу рассеивания через сепаратор свечевой 3060-V-001 для отделения жидкой фазы. Для сбора отделившейся в сепараторе жидкой фазы предусматривается подземная емкость дренажная 3060-V-002 объемом 12,5 м$^3$.

В составе БПК предусматривается 2 шт. предохранительных клапанов (1 раб. + 1 рез.) и отключающая арматура с системой ключей, исключающая одновременное закрытие обоих клапанов.

Прокладка трубопроводов после предохранительных клапанов предусматривается в теплоизоляции с электрообогревом для исключения замерзания жидкости. Также для исключения примерзания в зимний период эксплуатации предусматривается обогрев предохранительных клапанов.

На трубопроводе сброса газа на свечу рассеивания предусматривается установка огнепреградителя в соответствии с п.10.2.12 ГОСТ 32569-2013.

На сепараторе свечевом 3060-V-001 предусматривается замер давления по месту, а также контроль уровня с дистанционной передачей показаний, а также отключением скважины при достижении аварийно - максимального уровня жидкости.

Опорожнение дренажной емкости 3060-V-002 осуществляется автоцистерной, для чего предусмотрен трубопровод с запорной арматурой и быстроразъемным соединением.

Для безопасной эксплуатации юрской скважины предусматривается следующий алгоритм:

- при резком (аварийном) повышении давления после электроприводного регулирующего клапана 3001-MOV-12501 до 1,1Рр МПа, а также резком понижении давления до Рраб-20% - закрытие электроприводной задвижки 3001-MOV-12511, 3001-MOV-12514, 3001-MOV-12515
- если закрытие задвижки 3001-MOV-12511 в аварийной ситуации не произошло и давление после регулирующего клапана 3001-MOV-12501 продолжает расти (до 21,8 МПа) / падать (до 3,0 МПа) – закрытие механического клапана-отсекателя 3001-SDV-120;
- при росте давления газа в арматурном блоке обвязки скважины до 22,0 МПа предусмотрено открытие электроприводных кранов 3020-MOV-12512, 3020-MOV-12513 для подачи метанола в сбросную линию после блока предохранительных клапанов 3001-PRV-120 перед его срабатыванием, при давлении меньше 17,8 МПа – закрытие клапанов 3020-MOV-12512, 3020-MOV-12513;
- в случае дальнейшего роста давления после клапана-отсекателя 3001-SDV-120 до 22,3 МПа – срабатывание блока предохранительных клапанов 3001-PRV-120 со сбросом газа на свечу рассеивания;
- по сигналу останов куста скважин - закрытие электроприводной задвижки 3001-MOV-12511, 3001-MOV-12514, 3001-MOV-12515; останов блок-бокса СРПИ, закрытие арматуры на входе/выходе СРПИ 3020-U-120 (3020-MOV-12015, 3020-MOV-12017A, 3020-MOV-12017B, 3020-MOV-12016A, 3020-MOV-12016B);
- по сигналу "Загазованность" на площадке куста – выдача сигнализации; Решение по отключению куста скважин принимает оператор УКПГ.
- по достижении аварийного максимального уровня в сепараторе свечевом 3060-V-001 предусмотрено отключение скважины.

Для подачи ингибиторов гидратообразования, коррозии и парафиноотложений в обвязку юрских скважин предусматривается блок-контейнер СРПИ. Блок-контейнер СРПИ представляет собой комплектное изделие полной заводской готовности с системами жизнеобеспечения, в составе которого предусматривается следующее технологическое оборудование:

- насосы-дозаторы ингибитора коррозии (1 рабочий + 1 резервный) 3020-P-001A, 3020-P-001B производительностью 0,5÷5,5 кг/ч, давлением 0,03 МПа и

электрической мощностью 0,5 кВт;

- насосы-дозаторы ингибиторов коррозии и парафинотложения (1 рабочий + 1 резервный) 3020-P-002A, 3020-P-002B производительностью 1,0÷10 кг/ч, давлением 50,0 МПа и электрической мощностью 0,75 кВт;
- насосы-дозаторы метанола (1 рабочий + 1 резервный) 3020-P-003A, 3020-P-003B производительностью 5÷50 кг/ч, давлением 50,0 МПа и электрической мощностью 18,5 кВт (ориентировочно);
- предохранительные клапана на нагнетании насосов;
- фильтры на нагнетании насосов ингибитора коррозии 3020-S-001A, 3020-S-001B, предназначенные для очистки нагнетаемой смеси от механических примесей;
- фильтры на нагнетании насосов смеси ингибитора коррозии и ингибитора парафиноотложения 3020-S-002A, 3020-S-002B, предназначенные для очистки нагнетаемой жидкости от механических примесей;
- фильтры на нагнетании насосов метанола 3020-S-003A, 3020-S-003B, предназначенные для очистки нагнетаемой жидкости от механических примесей;
- расходная емкость ингибитора коррозии 3020-V-003 объемом 1 м$^3$;
- расходная емкость ингибитора парафиноотложения 3020-V-002 объемом 3 м$^3$;
- приборы КИПиА, арматура и трубопроводная обвязка оборудования.

Подача ингибитора коррозии и ингибитора парафиноотложений предусматривается совместно и осуществляется в выкидную линию на арматуре и затрубное пространство скважины через инструментальные фланцы фонтанной арматуры. Подмешивание ингибитора коррозии в ингибитор парафиноотложения для совместной подачи в пластовую смесь предусматривается насосами 3020-P-001A, 3020-P-001B в линию всаса насосов 3020-P-002A, 3020-P-002B.

Заполнение расходных емкостей ингибитора предполагается из бочковой тары, для чего в комплекте блок-контейнера СРПИ предусматривается бочковой насос, а обвязка емкостей имеет узлы для его подключения.

Расходные емкости ингибиторов 3020-V-002, 3020-V-003 оснащаются дыхательными клапанами с отводом паров за пределы помещения блок-контейнера на безопасной высоте.

Для подачи метанола в обвязку юрской скважины предусматриваются дозирующие насосы 3020-P-003A/B. Подача метанола осуществляется в выкидную линию, а также затрубное пространство скважины.

Подвод метанола на всас насосов предусматривается от существующего метанолопровода куста по трубопроводу DN50, PN25,0 МПа.

В обвязке насосов-дозаторов предусматриваются демпферы пульсации, предназначенные для гашения скачков давления жидкости на всасывающей и нагнетательной линии насосных агрегатов. На всасе каждой пары насосов

предусматриваются фильтры, обеспечивающие очистку перекачиваемой жидкости перед поступлением в насосы.

На входном трубопроводе метанола в блок-контейнер СРПИ, а также на нагнетательных трубопроводах всех насосов предусматривается отключающая арматура с электрическим приводом.

Блок-бокс системы регулируемой подачи оснащается локальной САУ. Объем автоматизации оборудования блок-бокса позволяет осуществлять мониторинг параметров работы насосов и эксплуатацию без постоянного присутствия обслуживающего персонала на всех режимах работы.

Управление работой насосов предусматривается в автоматическом режиме, дистанционное (с АРМ оператора) и по месту.

Объем автоматизации насосов блок-контейнера СРПИ предусматривает:

- при аварийно-минимальном уровне в расходных емкостях ингибиторов останов насосов и закрытие арматуры на выходе из блок-контейнера
- в случае отсутствия жидкости в насосе производится блокировка и отключение насосов;
- при аварийном превышении температуры подшипников двигателя насосов производится их блокировка и отключение;
- при аварийном повышении давления на нагнетании на 10% или понижении на 20% - блокировка насосов и закрытие электроприводных кранов на входе и на выходе блок-контейнера СРПИ;
- по сигналу "Пожар" в блок-боксе или на площадке куста – блокировка насосов, закрытие электроприводных кранов на входе и выходе блок-контейнера. а также слив ингибитора из расходных емкостей в дренажную емкость 3020-V-001;
- при загазованности 50% НКПРП в блок-боксе или на площадке куста – блокировка насосов, закрытие электроприводных кранов на входе и выходе блок-бокса.

Перед проведением плановых и аварийных ремонтов насосного оборудования или трубопроводной обвязки, в блок-боксе предусмотрена возможность промывки оборудования перед демонтажными работами. Подача и забор промывочной воды осуществляется с помощью передвижных автоцистерн с насосом черед БРС.

Слив дренажей оборудования блок-бокса предусматривается в наружную емкость 3020-V-001 объемом 5 м$^3$. Емкость оснащается клапаном дыхательным с огнепреградителем и уровнемером для визуального контроля уровня заполнения.

***Описание обвязки газоконденсатных скважин юрских отложений №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю301, Ю302, Ю303, Ю304 (пласты ЮЯ) на примере скважины №Ю261 куста №26.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ2.ГЧ

л.2, л.4, л.5, л.6, л.7, л.8, 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ3.ГЧ л.2, л.4, л.6, л.8 тома 5.7.1.3.

В состав обвязки скважины входят:

- фонтанная арматура 2601-W-070;
- арматурный блок обвязки 2601-U-070, PN630 в комплекте с:
  1) расходомерами 2601-FT-07501,2620-FT-07516, 2620-FT-07526;
  2) устройствами регулирующими 2601-MOV-07501, 2620-MOV-07516, 2620-MOV-07526;
  3) запорной арматурой 2601-MOV-07511, 2601-MOV-07514, 2601-MOV-07515;
  4) клапана электромагнитного 2601-SOV-07512
  5) устройством отсекающим 2601-SDV-070;
  6) ручными регулирующими устройством 2601-HV-070, 2620-HV-070A, 2620-HV-070B;
  7) тринадцатью шаровыми кранами, тремя обратными клапанами;
  8) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройств регулирующих 2601-MOV-07501, 2620-MOV-07516, 2620-MOV-07526;
  9) Блоками предохранительных клапанов (БПК) 2601-PRV-07001, 2601-PRV-07002, 2601-PRV-07003;
  10) Фильтром сетчатым 2620-S-070;
- узлы контроля коррозии;
- арматурный блок задавочной линии 2667-U-070.

На площадке скважины предусматривается установка датчиков и сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с предупредительной светозвуковой сигнализацией концентрации горючих газов 20 % от НКПР, аварийной сигнализацией концентрации горючих газов 50 % от НКПР с подачей сигнала оператору.

В составе арматурных блоков на выкидной линии DN100 скважины предусматривается снижение устьевого давления, замер расхода, мониторинг давления и температуры пластового флюида.

Арматурный блок обвязки скважины также имеет выход с подключением к факельному коллектору куста для продувки со сжиганием газа на существующем горизонтальном горелочном устройстве 2660-F-000, не входящем в объем проектирования.

Газопроводы обвязки прокладываются в теплоизоляции для сохранения тепла добываемого флюида.

При этом предусмотрено отключение скважины в автоматическом режиме от кустового коллектора в случае аварийной ситуации и выхода технологических параметров за допустимые значения.

По трубному и межтрубному пространствам фонтанная арматура соединена с арматурным блоком задавочных линий 2667-U-070 PN630, в составе которого предусмотрены отключающие задвижки, обратные клапана и быстроразъемные

соединения для подключения цементировочного агрегата.

Сброс газа при срабатывании блоков предохранительных клапанов (БПК) 2601-PRV-07001, 2601-PRV-07002, 2601-PRV-07003 предусматривается на свечу рассеивания через сепаратор свечевой 2660-V-001 для отделения жидкой фазы. Для сбора отделившейся в сепараторе жидкой фазы предусматривается подземная емкость дренажная 2660-V-002 объемом 40,0 м$^3$.

Сброс газа при срабатывании блоков предохранительных клапанов (БПК) 3001-PRV-XX001, 3001-PRV-XX002, 3001-PRV-XX003 скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303 и Ю304 предусматривается на существующее оборудование на площадке скважины № 171: свечу рассеивания через сепаратор свечевой 3060-V-001 для отделения жидкой фазы. Для сбора отделившейся в сепараторе жидкой фазы предусматривается подземная емкость дренажная 3060-V-002 объемом 12,5 м$^3$. В связи с увеличением объема потенциального сброса (добавление сбросов от БПК скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303 и Ю304) в оборудование скважины №171 было принято решение о замене существующего сепаратора 3060-V-001 на сепаратор с большей производительностью с установкой его на существующей площадке.

В составе БПК предусматривается 2 шт. предохранительных клапанов (1 раб. + 1 рез.) и отключающая арматура с системой ключей, исключающая одновременное закрытие обоих клапанов.

Прокладка трубопроводов после предохранительных клапанов предусматривается в теплоизоляции с электрообогревом для исключения замерзания жидкости. Также для исключения примерзания в зимний период эксплуатации предусматривается обогрев предохранительных клапанов.

На сепараторе свечевом 2660-V-001 предусматривается замер давления по месту, а также контроль уровня с дистанционной передачей показаний.

Опорожнение дренажной емкости 2660-V-002 осуществляется в автоцистерну, для чего предусмотрен трубопровод с запорной арматурой и герметичным быстроразъемным соединением.

Для безопасной эксплуатации юрской скважины предусматривается следующий алгоритм:

– при резком (аварийном) повышении давления после электроприводного регулирующего клапана 2601-MOV-07501 до +10% от ВУП, а также резком понижении давления до -20% от ВУП - закрытие электроприводной задвижки 2601-MOV-07511, 2601-MOV-07514, 2601-MOV-07515 от датчика 2601-PZT-07521, расположенного за пределами арматурного блока на трубопроводе подачи пластовой смеси в сборный коллектор;

– при повышении давления до 20,0 МПа или понижении давления до 1,2 МПа – закрытие механического клапана-отсекателя 2601-SDV-070;

– при росте давления газа в арматурном блоке обвязки скважины до 21,8 МПа

предусмотрено открытие электроприводного клапана 2620-SOV-07512 для подачи метанола в сбросную линию перед блоком предохранительных клапанов 2601-PRV-07001 перед его срабатыванием, при давлении меньше 17,8 МПа – закрытие клапана 2620-SOV-07512 в ручном режиме;

– в случае дальнейшего роста давления после клапана-отсекателя 2601-SDV-070 до 22,3 МПа – срабатывание блока предохранительных клапанов 2601-PRV-07001 со сбросом газа на свечу рассеивания;

– по сигналу останов куста скважин - закрытие электроприводной задвижки 2601-MOV-07511, 2601-MOV-07514, 2601-MOV-07515; прекращение подачи метанола посредствам закрытия приводной арматуры 2620-MOV-00011 на общем метанолопроводе, с задержкой в 10 минут.

– по сигналу "Загазованность" на площадке куста – выдача сигнализации; решение по отключению куста скважин принимает оператор УКПГ.

Для подачи ингибиторов гидратообразования и парафиноотложений в обвязку юрских скважин в составе арматурного блока предусматриваются две линии дозирования с регулирующей арматурой и расходомерами.

Подвод метанола (ингибитора гидратообразования) осуществляется от существующего метанолопровода куста по трубопроводу DN50, PN25,0 МПа.

Для опорожнения трубопроводов метанола предусмотрена ручная арматура 2620-MBV-004 с возможностью присоединения быстроразъемного герметичного соединения. Для слива метанола из арматурного блока обвязки скважины предусмотрена арматура 2620-MDV-070 с аналогичными решениями. Опорожнение производится в передвижную автоцистерну. Через указанную арматуру предусматривается возможность подачи воды для промывки трубопроводов метанола.

Подача ингибитора парафиноотложения предусматривается от передвижного блок-бокса не входящего в объем проектирования.

Для безопасного проведения регламентных работ по обслуживанию на всех проектируемых скважинах предусмотрен контроль давления по месту затрубного давления скважин с возможностью сброса на свечу рассеивания (для скважин юрских отложений) или на горизонтальное горелочное устройство (для пластов ПК, ХМ и ТП) через трубопровод с ручным регулятором, обратным клапаном и отключающей арматурой с обтюратором. Данное решение позволит также мониторить состояние затрубного пространства при эксплуатации скважины Прокладка трубопроводов для разгрузки МК предусматривается в теплоизоляции с электрообогревом.

Проектируемые скважины оснащаются средствами автоматизации и контроля с подключением к существующему диспетчерскому комплекту телеметрического измерительного комплекса куста, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин.

14.1

***Описание обвязки газоконденсатных скважин юрских отложений №№ Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611, Ю3010 (пласты ЮЯ) на примере скважины №Ю266 куста №26.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ2.ГЧ л.2, л.4, л.5, л.6, л.7, л.9 тома 5.7.1.3.

В состав обвязки скважины входят:

- фонтанная арматура 2601-W-120;
- арматурный блок обвязки 2601-U-120, PN630 в комплекте с:
  1) расходомерами 2601-FT-12501, 2620-FT-12516, 2620-FT-12526;
  2) устройствами регулирующими 2601-MOV-12501, 2620-MOV-12516, 2620-MOV-12526;
  3) запорной арматурой 2601-MOV-12511, 2601-MOV-12514, 2601-MOV-12515;
  4) клапана электромагнитного 2601-SOV-12512
  5) устройством отсекающим 2601-SDV-120;
  6) ручными регулирующими устройством 2601-HV-120, 2620-HV-120A, 2620-HV-120B;
  7) тринадцатью шаровыми кранами, тремя обратными клапанами;
  8) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройств регулирующих 2601-MOV-12501, 2620-MOV-12516, 2620-MOV-12526;
  9) Блоками предохранительных клапанов (БПК) 2601-PRV-12001, 2601-PRV-12002, 2601-PRV-12003;
  10) Фильтром сетчатым 2620-S-120;
- узлы контроля коррозии;
- арматурный блок задавочной линии 2667-U-120.

На площадке скважины предусматривается установка датчиков и сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с предупредительной светозвуковой сигнализацией концентрации горючих газов 20 % от НКПР, аварийной сигнализацией концентрации горючих газов 50 % от НКПР с подачей сигнала оператору.

В составе арматурных блоков на выкидной линии DN100 скважины предусматривается снижение устьевого давления, замер расхода, мониторинг давления и температуры пластового флюида.

Арматурный блок обвязки скважины также имеет выход с подключением к факельному коллектору куста для продувки со сжиганием газа на существующем горизонтальном горелочном устройстве 2660-F-000, не входящем в объем проектирования.

Газопроводы обвязки прокладываются в теплоизоляции для сохранения тепла добываемого флюида.

При этом предусмотрено отключение скважины в автоматическом режиме от кустового коллектора в случае аварийной ситуации и выхода технологических параметров

за допустимые значения.

По трубному и межтрубному пространствам фонтанная арматура соединена с арматурным блоком задавочных линий 2667-U-120 PN630, в составе которого предусмотрены отключающие задвижки, обратные клапана и быстроразъемные соединения для подключения цементировочного агрегата.

Сброс газа при срабатывании блоков предохранительных клапанов (БПК) 2601-PRV-12001, 2601-PRV-12002, 2601-PRV-12003 предусматривается на свечу рассеивания через сепаратор свечевой 2660-V-001 для отделения жидкой фазы. Для сбора отделившейся в сепараторе жидкой фазы предусматривается подземная емкость дренажная 2660-V-002 объемом 40,0 м$^3$.

В составе БПК предусматривается 2 шт. предохранительных клапанов (1 раб. + 1 рез.) с переключающим устройством карданного типа, исключающим одновременное закрытие обоих клапанов.

Прокладка трубопроводов после предохранительных клапанов предусматривается в теплоизоляции с электрообогревом для исключения замерзания жидкости. Также для исключения примерзания в зимний период эксплуатации предусматривается обогрев предохранительных клапанов.

Для безопасной эксплуатации юрской скважины предусматривается следующий алгоритм:

– при резком (аварийном) повышении давления после электроприводного регулирующего клапана 2601-MOV-12501 до +10% от ВУП, а также резком понижении давления до -20% от ВУП - закрытие электроприводной задвижки 2601-MOV-12511, 2601-MOV-12514, 2601-MOV-12515 от датчика 2601-PZT-12521, расположенного за пределами арматурного блока на трубопроводе подачи пластовой смеси в сборный коллектор;

– при повышении давления до 9,4 МПа или понижении давления до 1,1 МПа – закрытие механического клапана-отсекателя 2601-SDV-120;

– при росте давления газа в арматурном блоке обвязки скважины до 9,5 МПа предусмотрено открытие электроприводного клапана 2620-SOV-12512 для подачи метанола в сбросную линию перед блоком предохранительных клапанов 2601-PRV-12001 перед его срабатыванием, при давлении меньше 9,1 МПа – закрытие клапана 2620-SOV-12512 в ручном режиме;

– в случае дальнейшего роста давления после клапана-отсекателя 2601-SDV-120 до 10,0 МПа – срабатывание блока предохранительных клапанов 2601-PRV-12001 со сбросом газа на свечу рассеивания;

– по сигналу останов куста скважин - закрытие электроприводной задвижки 2601-MOV-12511, 2601-MOV-12514, 2601-MOV-12515; прекращение подачи метанола посредствам закрытия приводной арматуры 2620-MOV-00011 на общем метанолопроводе, с задержкой в 10 минут.

– по сигналу "Загазованность" на площадке куста – выдача сигнализации;

решение по отключению куста скважин принимает оператор УКПГ.

Для подачи ингибиторов гидратообразования и парафиноотложений в обвязку юрских скважин в составе арматурного блока предусматриваются две линии дозирования с регулирующей арматурой и расходомерами.

Подвод метанола (ингибитора гидратообразования) осуществляется от существующего метанолопровода куста по трубопроводу DN50, PN25,0 МПа.

Подача ингибитора парафиноотложения предусматривается от передвижного блок-бокса не входящего в объем проектирования.

Для безопасного проведения регламентных работ по обслуживанию на всех проектируемых скважинах предусмотрен контроль давления по месту затрубного давления скважин с возможностью сброса на свечу рассеивания через трубопровод с ручным регулятором, обратным клапаном и отключающей арматурой с обтюратором. Данное решение позволит также мониторить состояние затрубного пространства при эксплуатации скважины Прокладка трубопроводов для разгрузки МК предусматривается в теплоизоляции с электрообогревом.

Проектируемые скважины оснащаются средствами автоматизации и контроля с подключением к существующему диспетчерскому комплекту телеметрического измерительного комплекса куста, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин.

***Описание расключения меловой и юрской систем сбора куста газовых скважин №44.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.5-ТХ3.ГЧ л.1, л.2, л.3 тома 5.7.1.5.

На существующем коллекторе DN400 от меловых скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем выполнена установка блока предохранительных клапанов для защиты газосборного коллектора от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения", также предусмотрены дополнительные меры защиты по ПАЗ от роста давления. В связи со значительной отдаленностью существующего узла сброса (сепаратор, дренажная емкость, свеча) на данном кусте, предусмотренного для обвязки юрских скважин, сброс от ПК на меловом коллекторе осуществляется на дополнительное устройство горизонтальное горелочное с амбаром и автоматизированной системой розжига. Дополнительное УГГ размещено на площадке куста. Производительность сброса на ГГУ в не превышает максимальной производительности одной скважины куста в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения").

На существующем коллекторе DN250 от юрских скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем выполнена установка блока предохранительных клапанов для защиты газосборного

коллектора от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" со сбросом пластовой смеси в существующий узел сброса (сепаратор, дренажная емкость, свеча), также предусмотрены дополнительные меры защиты по ПАЗ от роста давления.

***Описание расключения меловой и юрской систем сбора куста газовых скважин №30.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ3.ГЧ л.2, л.4, тома 5.7.1.3.

На существующем коллекторе DN500 от юрских и меловых скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем осуществлена установка блока предохранительных клапанов для защиты газосборного коллектора от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" со сбросом пластовой смеси в существующий узел сброса (сепаратор, дренажная емкость, свеча), также предусмотрены дополнительные меры защиты по ПАЗ от роста давления. Максимальный сброс на свечу рассеивания не превышает производительности одной скважины куста (в соответствии с ОБ ОПО)

***Описание расключения меловой и юрской систем сбора куста газовых скважин №7.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.5-ТХ2.ГЧ л.1, л.2, л.3 тома 5.7.1.5.

Существующий коллектор DN500 от юрских и меловых скважин расключен на два отдельных коллектора DN500. Транспорт газа от юрского фонда скважин осуществляется по коллектору до границы куста, перед которой он замещает собой существующий трубопровод и подключается к существующему газопроводу-шлейфу. Отсеченный участок газосборного коллектора от меловых скважин перенаправляется на новый выход с площадки куста с подключением в новый газопровод-шлейф. При этом для данных коллекторов предусмотрено снижение расчетного давления с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем осуществлена установка 2х блоков предохранительных клапанов (по одному на каждом коллекторе) для защиты газосборных коллекторов от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" со сбросом пластовой смеси в существующий узел сброса (сепаратор, дренажная емкость, свеча), также предусмотрены дополнительные меры защиты по ПАЗ от роста давления. Максимальный сброс на свечу рассеивания не превышает производительности одной скважины (в соответствии с ОБ ОПО).

***Описание расключения меловой и юрской систем сбора куста газовых скважин №46.***

Схемы трубной обвязки и КИПиА приведены на чертежах 20.002.1-ИОС7.1.5-ТХ4.ГЧ л.1 тома 5.7.1.5.

На существующем коллекторе DN400 от меловых скважин предусмотрено снижение расчетного давления газосборного коллектора с 22,3 МПа до 10,0 МПа в связи с чем осуществлена установка блока предохранительных клапанов для защиты от роста давления свыше 10,0 МПа в соответствии с ОБ ОПО "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения", также предусмотрены дополнительные меры ПАЗ от роста давления. В связи с отсутствием на данном кусте узла приема сброса, сброс от ПК осуществляется на дополнительное устройство горизонтальное горелочное с амбаром и автоматизированной системой розжига. Дополнительное УГГ размещено на площадке куста. Дополнительное УГГ размещено на площадке куста. Производительность сброса на ГГУ в соответствии с ОБ ОПО не превышает максимальной производительности одной скважины куста.

Характеристика основного технологического оборудования обвязки проектируемых скважин приведена в таблице 4.2.

Технические решения по контролю и автоматизации скважин приведены в разделе 5 данного тома.

Решения в части системы электроснабжения проектируемых скважин приведены в томе 5.1 20.002.1-ИОС1.1.

### 4.2. Потребности в основных видах ресурсов и реагентов

Проектируемые скважины потребляют следующие реагенты:

- метанол;
- ингибитор коррозии (для скважин №171 и №175);
- ингибитор парафиноотложений.

Свойства и характеристика потребляемых реагентов приведены в разделе 1.3.2 данного тома.

Использование метанола предусматривается для подачи в обвязку проектируемых скважин в качестве ингибитора гидратообразования. Количество метанола, необходимое для подачи проектируемых скважин, определено из условий параметров процесса добычи и с учетом состава пластовых флюидов. Решения по предупреждению гидратообразования детально описано в разделе 2.3.1 данного тома.

Подача ингибитора коррозии и ингибитора парафиноотложений предусматривается только в обвязку юрских скважин №171 и №175. Необходимое количество ингибиторов определено с учетом рекомендуемых удельных расходов: 0,037 г/м$^3$ добываемой газовой фазы для 100%-го раствора ингибитора коррозии; 0,19 г/м$^3$ добываемой газовой фазы для ингибитора парафиноотложений. В пересчете на добываемый конденсат, удельные расходы ингибиторов составляют как 100 г/м$^3$ и 700 г/т для 100%-го раствора ингибитора коррозии и ингибитора парафиноотложений соответственно. При этом расход и

конкретный тип ингибиторов могут уточняться по опытным данным после ввода в эксплуатацию скважин.

Потребность в основных реагентах по годам эксплуатации приведена в таблице 4.1.

Расход электроэнергии, потребляемой оборудованием, запорной и регулирующей арматурой обвязки проектируемых скважин составляет 1403,1 МВт·ч/год.

**Таблица 4.1 – Потребность в основных реагентах**

| Год | Метанол, т/год (ГОСТ 2222-5) | Ингибитор коррозии, т/год | Ингибитор парафиноотложений, т/год |
|---|---|---|---|
| 2021 | 1870.39 | 4.62 | 23.42 |
| 2022 | 1681.63 | 4.62 | 23.42 |
| 2023 | 3003.63 | 9.14 | 46.32 |
| 2024 | 2852.87 | 9.14 | 46.32 |
| 2025 | 2776.43 | 8.60 | 43.58 |
| 2026 | 3070.90 | 7.83 | 39.68 |
| 2027 | 2963.24 | 6.71 | 33.98 |
| 2028 | 2916.13 | 6.36 | 32.23 |
| 2029 | 2836. 71 | 5.81 | 29.43 |
| 2030 | 1967.91 | 5.44 | 27.56 |
| 2031 | 1841.13 | 5.15 | 26.10 |
| 2032 | 1735.09 | 4.92 | 24.93 |
| 2033 | 1593.84 | 4.73 | 23.95 |
| 2034 | 1442.61 | 4.56 | 23.12 |
| 2035 | 1279.51 | 4.42 | 22.40 |
| 2036 | 1153.38 | 4.30 | 21.76 |
| 2037 | 937.25 | 4.18 | 21.19 |
| 2038 | 786.03 | 4.08 | 20.67 |
| 2039 | 731.84 | 3.99 | 20.21 |
| 2040 | 708.33 | 3.90 | 19.78 |
| 2041 | 647.34 | 3.83 | 19.38 |
| 2042 | 608.31 | 3.75 | 19.02 |
| 2043 | 563.71 | 3.69 | 18.68 |
| 2044 | 500.29 | 3.63 | 18.37 |
| 2045 | 496.84 | 3.57 | 18.09 |
| 2046 | 479.35 | 3.52 | 17.82 |
| 2047 | 3025.64 | 3.47 | 17.56 |
| 2048 | 2835.41 | 3.42 | 17.33 |
| 2049 | 2604.34 | 3.38 | 17.10 |
| 2050 | 2830.65 | 3.33 | 16.89 |
| 2051 | 2597.68 | 3.29 | 16.69 |
| 2052 | 2372.65 | 3.26 | 16.50 |
| 2053 | 2129.01 | 3.22 | 16.31 |
| 2054 | 2029.50 | 3.19 | 16.14 |
| 2055 | 1722.46 | 3.15 | 15.98 |
| 2056 | 1342.98 | 3.12 | 15.82 |
| 2057 | 1464.21 | 3.09 | 15.67 |
| 2058 | 1554.97 | 3.06 | 15.53 |

| Год | Метанол, т/год (ГОСТ 2222-5) | Ингибитор коррозии, т/год | Ингибитор парафиноотложений, т/год |
|---|---|---|---|
| 2059 | 1281.39 | 3.04 | 15.39 |
| 2060 | 495.98 | 3.01 | 15.25 |
| 2061 | 494.72 | 2.99 | 15.13 |
| 2062 | 434.27 | 2.96 | 15.00 |
| 2063 | 457.20 | 2.94 | 14.89 |
| 2064 | 411.97 | 2.92 | 14.77 |
| 2065 | 449.60 | 2.89 | 14.66 |
| 2066 | 452.64 | 2.87 | 14.55 |
| 2067 | 452.03 | 2.85 | 14.45 |
| 2068 | 438.27 | 2.83 | 14.35 |
| 2069 | 433.38 | 2.81 | 14.25 |
| 2070 | 424.29 | 2.79 | 14.16 |
| 2071 | 347.21 | 1.40 | 7.09 |

### 4.3. Перечень основного технологического оборудования

Перечень и характеристика основного технологического оборудования обвязки скважин, предусмотренного к установке по настоящему проекту, приведены в таблице 4.2.

Перечень и характеристика предохранительных клапанов приведены в таблице 4.3.

**Таблица 4.2 – Перечень и характеристика основного технологического оборудования**

| Обозначение на схеме | Наименование | Рабочие параметры | Техническая характеристика | Кол-во, шт. |
|---|---|---|---|---|
| ***Обвязка скважины №11 (куст скважин №2)*** | | | | |
| 0267-U-110 | Арматурный блок задавочной линии | P=10,0 МПа | DN100, PN16,0 МПа | 1 |
| 0201-U-110 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,80 ÷ 0,09 млн.м$^3$/сут, Рвх.=6,5 ÷ 4,4 МПа, Рвых.=6,4 ÷ 4,3 МПа | DN100, PN16,0 МПа | 1 |
| 0220-U-110 | Система регулируемой подачи ингибитора | Q=0,03 ÷ 0,85 м$^3$/ч, P=22,5 ÷ 4,5 МПа | PN25,0 МПа, каналов – 2 шт. | 1 |
| ***Обвязка скважин №4, №5 (куст скважин №26)*** | | | | |
| 2267-U-040, 2267-U-050 | Арматурный блок задавочной линии | P=22,3 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 2601-U-040, 2601-U-050 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,60 ÷ 0,03 млн.м$^3$/сут, Рвх.=14,9 ÷ 4,1 МПа, Рвых.=13,2 ÷ 4,1 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 2620-U-040, 2620-U-050 | Система регулируемой подачи ингибитора | Q=0,03 ÷ 0,85 м$^3$/ч, P=22,5 ÷ 4,5 МПа | PN25,0 МПа, каналов – 2 шт. | 2 |
| ***Обвязка скважин №7, №8, №9, №10, №11, №12, №13, №14, №15, №16, №17 (куст скважин №26)*** | | | | |

| Обозначение на схеме | Наименование | Рабочие параметры | Техническая характеристика | Кол-во, шт. |
|---|---|---|---|---|
| 2667-U-070, 2667-U-080, 2667-U-090, 2667-U-100, 2667-U-110, 2667-U-120, 2667-U-130, 2667-U-140, 2667-U-150, 2667-U-160, 2667-U-170 | Арматурный блок задавочной линии | | DN100, Ррасч.=55,0 МПа Трасч.=-50÷65°С | 11 |
| 2601-U-070, 2601-U-080, 2601-U-090, 2601-U-100 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,05 ÷ 1,0 млн.м$^3$/сут, Рвх.=0,8 ÷ 36,8 МПа, Рвых.=0,8 ÷ 9,3 МПа | DN100, Ррасч.=55,0 МПа Трасч.=-50÷65°С | 4 |
| 2601-U-110, 2601-U-120, 2601-U-130, 2601-U-140, 2601-U-150, 2601-U-160, 2601-U-170 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=1,0 ÷ 62,5 тыс.м$^3$/ч, Рвх.=1,3 ÷ 48,0 МПа, Твх= 6 ÷ 73 °С | DN100, Ррасч.=63,0 МПа Трасч.=-50÷65°С | 7 |
| 2660-V-002* | Емкость дренажная | Р=0,65 МПа, Т= -40 ÷ 55 °С | Горизонтальная, подземная V=40 м$^3$, Ррасч.=1,0 МПа Трасч.= -50÷65°С | 1 |
| 2660-V-001* | Сепаратор свечевой | Q=0,05 ÷ 1,9 млн.м$^3$/сут, Р=0,65 МПа, Т= -40 ÷ 55 °С | V=25 м$^3$, Ррасч.=1,0 МПа, Трасч.= -50÷65 °С | 1 |
| ***Обвязка скважины №12 (куст скважин №30)*** | | | | |
| 3067-U-120 | Арматурный блок задавочной линии | Р=50,0 МПа | DN100, PN50,0 МПа | 1 |
| 3001-U-120 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,36 ÷ 0,11 млн.м$^3$/сут, Рвх.=34,5 ÷ 4,0 МПа, Рвых.=7,6 ÷ 4,1 МПа | DN100, PN50,0 МПа | 1 |
| 3020-U-120 | Блок-контейнер СРПИ | Насосы ингибитора коррозии 3020-Р-001А/В:<br>- G=0,5 ÷ 5,5 кг/ч; Р=0,03 МПа;<br>Насосы ингибитора парафиноотложений 3020-Р-002А/В:<br>- G=1,0 ÷ 10,0 кг/ч; Р=50,0 МПа;<br>Насосы метанола 3020-Р-003А/В:<br>- G=5,0 ÷ 50,0 кг/ч, Р=50,0 МПа;<br>Емкость ингибитора парафиноотложений 3020-V-002: V=3 м$^3$;<br>Емкость ингибитора коррозии 3020-V-003: V=1 м$^3$. | G=60,0 кг/ч, Р=50,0 МПа | 1 |

| Обозначение на схеме | Наименование | Рабочие параметры | Техническая характеристика | Кол-во, шт. |
|---|---|---|---|---|
| 3020-V-001 | Емкость дренажная | P=0,05 МПа, t= -50 ÷ +30 °С | Горизонтальная, подземная V=5 м$^3$, P=0,05 МПа | 1 |
| 3060-V-001 | Сепаратор свечевой | Q= 0,82 млн.м$^3$/сут, P=0,65 МПа | P=1,0 МПа, t= -50 ÷ +30 °С | 1 |
| 3060-V-002 | Емкость дренажная | P=0,65 МПа, t= -50 ÷ +30 °С | Горизонтальная, подземная V=12,5 м$^3$, P=1,0 МПа | 1 |
| ***Обвязка скважин №17, №18, №19, №20, №36 (куст скважин №30)*** | | | | |
| 14.1 3067-U-170, 3067-U-180, 3067-U-190, 3067-U-200, 14.2 3067-U-360 | Арматурный блок задавочной линии | | DN100, Ррасч.=55,0 МПа Трасч.=-50÷65°С | 5 |
| 14.3 3001-U-170, 3001-U-180, 3001-U-190, 3001-U-200, 3001-U-360 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=1,0 ÷ 62,5 тыс.м$^3$/ч, Рвх.=1,1 ÷ 41,5 МПа, Твх= 12 ÷ 82 °С | DN100, Ррасч.=63,0 МПа Трасч.=-50÷65°С | 5 |
| ***Обвязка скважин №9, №10 (куст скважин №35)*** | | | | |
| 3567-U-090, 3567-U-100 | Арматурный блок задавочной линии | P=22,3 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 3501-U-090, 3501-U-100 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,35 ÷ 0,07 млн.м$^3$/сут, Рвх.=13,0 ÷ 4,4 МПа, Рвых.=9,1 ÷ 4,0 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 3520-U-090, 3520-U-100 | Система регулируемой подачи ингибитора | Q=0,03 ÷ 0,85 м$^3$/ч, P=22,5 ÷ 4,5 МПа | PN25,0 МПа, каналов – 2 шт. | 2 |
| ***Обвязка скважин №13, №14, №15, №16 (куст скважин №40)*** | | | | |
| 4067-U-130, 4067-U-140 4067-U-150 | Арматурный блок задавочной линии | P=22,3 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 3 |
| 4001-U-130, 4001-U-140, 4001-U-150 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=1,47 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут, Рвх.=13,6 ÷ 4,4 МПа, Рвых.=9,3 ÷ 4,0 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 3 |
| 4020-U-130, 4020-U-140, 4020-U-150 | Система регулируемой подачи ингибитора | Q=0,03 ÷ 0,85 м$^3$/ч, P=22,5 ÷ 4,5 МПа | PN25,0 МПа, каналов – 2 шт. | 3 |
| 4067-U-160 | Арматурный блок задавочной линии | P=50,0 МПа | DN100, PN50,0 МПа | 1 |
| 4001-U-160 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,36 ÷ 0,11 млн.м$^3$/сут, Рвх.=34,5 ÷ 4,0 МПа, Рвых.=7,6 ÷ 4,1 МПа | DN100, PN50,0 МПа | 1 |

| Обозначение на схеме | Наименование | Рабочие параметры | Техническая характеристика | Кол-во, шт. |
|---|---|---|---|---|
| 4020-U-160 | Блок-контейнер СРПИ | Насосы ингибитора коррозии 4020-P-001A/B:<br>- G=0,5 ÷ 5,5 кг/ч; P=0,03 МПа;<br>Насосы ингибитора парафиноотложений 4020-P-002A/B:<br>- G=1,0 ÷ 10,0 кг/ч; P=50,0 МПа;<br>Насосы метанола 4020-P-003A/B:<br>- G=5,0 ÷ 50,0 кг/ч, P=50,0 МПа;<br>Емкость ингибитора парафиноотложений 4020-V-002: V=3 м$^3$;<br>Емкость ингибитора коррозии 4020-V-003: V=1 м$^3$. | G=60,0 кг/ч, P=50,0 МПа | 1 |
| 4020-V-001 | Емкость дренажная | P=0,05 МПа, t= -50 ÷ +30 °С | Горизонтальная, подземная V=5 м$^3$, P=0,05 МПа | 1 |
| 4060-V-001 | Сепаратор свечевой | Q=0,36 млн.м$^3$/сут, P=0,65 МПа | P=1,0 МПа, t= -50 ÷ +30 °С | 1 |
| 4060-V-002 | Емкость дренажная | P=0,65 МПа, t= -50 ÷ +30 °С | Горизонтальная, подземная V=12,5 м$^3$, P=1,0 МПа | 1 |
| ***Обвязка скважины №8 (куст скважин №45)*** | | | | |
| 4567-U-080 | Арматурный блок задавочной линии | P=22,3 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 1 |
| 4501-U-080 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=0,43 ÷ 0,03 млн.м$^3$/сут, Рвх.=8,3 ÷ 4,1 МПа, Рвых.=8,3 ÷ 4,0 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 4520-U-080 | Система регулируемой подачи ингибитора | Q=0,03 ÷ 0,85 м$^3$/ч, P=22,5 ÷ 4,5 МПа | PN25,0 МПа, каналов – 2 шт. | 2 |
| ***Обвязка скважин №14, №15 (куст скважин №46)*** | | | | |
| 4667-U-140, 4667-U-150 | Арматурный блок задавочной линии | P=22,3 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 4601-U-140, 4601-U-150 | Арматурный блок обвязки скважины | Q=1,28 ÷ 0,05 млн.м$^3$/сут, Рвх.=12,9 ÷ 4,2 МПа, Рвых.=8,5 ÷ 4,2 МПа | DN100, PN25,0 МПа | 2 |
| 4620-U-140, 4620-U-150 | Система регулируемой подачи ингибитора | Q=0,03 ÷ 0,85 м$^3$/ч, P=22,5 ÷ 4,5 МПа | PN25,0 МПа, каналов – 2 шт. | 2 |
| * - оборудование не входит в объем проектирования, является существующим, предусмотрено ранее в проекте 22.001. | | | | |

**Таблица 4.3 - Перечень и характеристика предохранительных клапанов**

| Обозначение | Расчетный сценарий | Давление начала открытия, МПа (изб.) | Температура сброса (при давлении полного открытия), °С | Направление сброса | Давление полного открытия, МПа (изб.) | Требуемая пропускная способность, кг/ч* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ***Куст скважин №26*** | | | | | | |
| ***Обвязка скважин №7, №8, №9, №10, №11, №12, №13, №14, №15, №16, №17*** | | | | | | |
| 2601-PRV-07001, 2601-PRV-08001, 2601-PRV-09001, 2601-PRV-10001, 2601-PRV-11001 | Повышение давления при отказе регулятора | 22,3 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 24,5 | 41700 ст.м3/ч* |
| 2601-PRV-12001, 2601-PRV-13001, 2601-PRV-14001, 2601-PRV-15001, 2601-PRV-16001, 2601-PRV-17001 | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 41700 ст.м3/ч* |
| 2601-PRV-07002, 2601-PRV-08002, 2601-PRV-09002, 2601-PRV-10002, 2601-PRV-11002, 2601-PRV-12002, 2601-PRV-13002, 2601-PRV-14002, 2601-PRV-15002, 2601-PRV-16002, 2601-PRV-17002 | Протечка обратного клапана | 25,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 27,5 | 341 кг/час* |
| 2601-PRV-07003, 2601-PRV-08003, 2601-PRV-09003, 2601-PRV-10003, 2601-PRV-11003, 2601-PRV-12003, 2601-PRV-13003, 2601-PRV-14003, 2601-PRV-15003, 2601-PRV-16003, 2601-PRV-17003 | Протечка обратного клапана | 25,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 27,5 | 341 кг/час* |
| ***Кустовая обвязка*** | | | | | | |
| 2601-PRV-00001 (коллектор DN400) | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 42000 ст.м3/ч* |
| ***Куст скважин №30*** | | | | | | |
| ***Обвязка скважины №12*** | | | | | | |
| 3001-PRV-120 | Повышение давления при отказе регулятора | 22,3 | минус 15 … плюс 10 | свеча рассеивания | 24,5 | 14400 |
| ***Обвязка скважин №17, №18, №19, №20, №36*** | | | | | | |

| Обозначение | Расчетный сценарий | Давление начала открытия, МПа (изб.) | Температура сброса (при давлении полного открытия), °С | Направление сброса | Давление полного открытия, МПа (изб.) | Требуемая пропускная способность, кг/ч* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3001-PRV-17001, 3001-PRV-18001, 3001-PRV-19001, 3001-PRV-20001 | Повышение давления при отказе регулятора | 22,3 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 24,5 | 41700 ст.м3/ч* |
| 3001-PRV-36001 | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 41700 ст.м3/ч* |
| 3001-PRV-17002, 3001-PRV-18002, 3001-PRV-19002, 3001-PRV-20002, 3001-PRV-36002 | Протечка обратного клапана | 25,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 27,5 | 341 кг/час* |
| 3001-PRV-17003, 3001-PRV-18003, 3001-PRV-19003, 3001-PRV-20003, 3001-PRV-36003 | Протечка обратного клапана | 25,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 27,5 | 341 кг/час* |
| ***Кустовая обвязка*** | | | | | | |
| 3001-PRV-00001 | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 43000 ст.м3/ч* |
| ***Куст скважин №40*** | | | | | | |
| ***Обвязка скважины №16*** | | | | | | |
| 4001-PRV-160 | Повышение давления при отказе регулятора | 22,3 | минус 15 … плюс 10 | свеча рассеивания | 24,5 | 14400 |
| ***Куст скважин №7*** | | | | | | |
| ***Кустовая обвязка*** | | | | | | |
| 0701-PRV-00001 (коллектор DN500) | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 35000 ст.м3/ч* |
| 0701-PRV-00002 (коллектор DN500) | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 42000 ст.м3/ч* |
| ***Куст скважин №44*** | | | | | | |
| ***Кустовая обвязка*** | | | | | | |
| 4401-PRV-00001 (коллектор DN400) | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 30000 ст.м3/ч* |
| 4401-PRV-00002 (коллектор DN250) | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 27000 ст.м3/ч* |

14.1

14.2

| Обозначение | Расчетный сценарий | Давление начала открытия, МПа (изб.) | Температура сброса (при давлении полного открытия), °С | Направление сброса | Давление полного открытия, МПа (изб.) | Требуемая пропускная способность, кг/ч* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ***Куст скважин №46*** | | | | | | |
| ***Кустовая обвязка*** | | | | | | |
| 4601-PRV-00001 | Повышение давления при отказе регулятора | 10,0 | минус 40 … плюс 55 | свеча рассеивания | 11,0 | 52000 ст.м3/ч* |
| * - требуемая пропускная способность определена по максимальному дебиту юрских скважин с учетом запаса в 20 % | | | | | | |

Расчеты пропускной способности предохранительных клапанов приведен в приложении Б тома 20.002.1-ИОС7.1.2.

### 4.4. Описание мест расположения приборов учета энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных

Проектной документацией предусматривается расширение существующих кустов скважин Южно-Тамбейского ГКМ в объеме оборудования и трубопроводной обвязки дополнительных скважин. Перечень проектируемых объектов и оборудования приведен в разделе 1.2.1 и 4.3 настоящего тома.

При этом проектирование технологических установок и оборудования, потребляющих топливо, не предусматривается.

Продувка проектируемых скважин со сжиганием газа предусматривается на существующем устройстве горизонтальном горелочном (УГГ).

Существующее УГГ укомплектовано устройством дистанционного розжига. В качестве топливного газа для горелок УГГ предусматривается использование газа, отбираемого из кустового коллектора. Максимальный расход топливного газа на УГГ составляет не более 32 м$^3$/ч (при 0,1 МПа и 20 °С).

Для замера дебита в составе арматурных блоков обвязки каждой скважины предусматривается установка расходомеров. Замер расхода ингибиторов, подаваемых в обвязку скважин, предусматривается расходомерами в составе СРПИ. Показания приборов учета по системе телемеханики передаются на пульт оператора.

### 4.5. Конструктивные решения обвязки кустов скважин

#### 4.5.1. Обвязка устья скважин и прискважинные сооружения

В данной части проекта приводятся технические решения обвязки устьев дополнительных скважин, предусмотренных в рамках расширения семи существующих кустов №№2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ.

Проектной документацией предусматривается:

– в составе куста № 2 обвязка и строительство дополнительной эксплуатационной скважины №11 (1023);

– в составе куста № 26 обвязка и строительство дополнительных эксплуатационных скважин №4 (5261), №5 (4264), №7 (Ю261), №8 (Ю262), №9 (Ю263), №10 (Ю264), №11 (Ю265), №12 (Ю266), №13 (Ю267), №14 (Ю268), №15 (Ю269), №16 (Ю2610), №17 (Ю2611);

– в составе куста №30 обвязка и строительство дополнительной эксплуатационной скважины №12 (юрская скважина 171), №17 (Ю301), №18 (Ю302), №19 (Ю303), №20 (Ю304), №36 (Ю3010);

14.1

– в составе куста № 35 обвязка и строительство дополнительных эксплуатационных скважин №9 (3355), №10 (3357);

– в составе куста № 40 обвязка и строительство дополнительных эксплуатационных скважин №13 (3406), №14 (2401), №15 (3405), №16 (юрская скважина 175);

– в составе куста № 45 обвязка и строительство дополнительной эксплуатационной скважины №170;

– в составе куста № 46 обвязка и строительство дополнительных эксплуатационных скважин №14 (7461), №15 (2462);

– монтаж и обвязка прискважинных сооружений указанных скважин;

– прокладка газосборных коллекторов (ГСК), продувочных коллекторов, трубопроводов метанола от новых скважины до границ стыковки с существующими газосборными коллекторами кустовых площадок;

– кроме этого для юрских скважин прокладка факельных, свечевых коллекторов, трубопроводов подачи ингибитора коррозии и метанола.

– переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 в соответствии с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора.

При размещении оборудования и сооружений проектируемых скважин использованы следующие принципы:

– осуществление поточности технологического процесса и сокращения протяженности технологических коммуникаций;

– удобство и безопасность монтажа, обслуживания и ремонта оборудования;

– соблюдение нормативных разрывов между скважиной, оборудованием, сооружениями;

– максимальная унификация трубной обвязки однотипного оборудования.

Распределение проектируемых скважин по кустам приведено в таблице 1.3.

Перечень этапов строительства объекта приведён в таблице 1.11.

***Описание монтажно-компоновочных решений кустов газовых скважин 2, 26, 30, 35, 45, 46, 40***

Планы кустов газовых скважин представлены на чертежах:

| | |
|---|---|
| Куст газовых скважин № 2 - | 20.002.1-ИОС7.1.3-МР1.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 26 - | 20.002.1-ИОС7.1.3-МР2.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 30 - | 20.002.1-ИОС7.1.3-МР3.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 35 - | 20.002.1-ИОС7.1.3-МР4.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 40- | 20.002.1-ИОС7.1.3-МР6.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 45- | 20.002.1-ИОС7.1.3-МР7.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 46- | 20.002.1-ИОС7.1.5-МР3.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 44- | 20.002.1-ИОС7.1.5-МР2.ГЧ |
| Куст газовых скважин № 7- | 20.002.1-ИОС7.1.5-МР1.ГЧ |

Обвязка устьев скважин и набор основных существующих прискважинных сооружений, предусматривает выполнение всех необходимых операций по эксплуатации, ремонту и глушению обустраиваемых скважин.

Технологическая обвязка скважин выполняется с использованием и с учётом расположения существующих инженерных систем и оборудования.

Для обустраиваемых скважин применяются фонтанные арматуры по ГОСТ 13846-89 (заказываются в проекте бурения), следующих типов:

- для скважин пластов ПК - АФК 6 100/100х21 К1 ХЛ;
- для скважин пластов ТП-ХМ - АФК 6 100/100х35 К1 ХЛ;
- для скважин пластов ЮЯ - АФ6 80/105 К2 ХЛ.

Управление и контроль работы фонтанных арматур (ФА) производится с передвижных площадки обслуживания, располагаемых по фронту ФА.

Для проведения подземного ремонта скважин, операций по подъёму и установке подземного оборудования ранее были предусмотрены сооружения:

- площадка скважины;
- площадка агрегата для ремонта скважин.

На площадках кустов также были предусмотрены:

- амбар с горизонтальным горелочным устройством (ГГУ)
- площадка для двух емкостей с задавочным раствором V=50 м3;
- площадка для стоянки пожарной техники;
- блок-бокс электроснабжения;
- блок-контейнер АСУ.

В обвязке кустов скважин применяются арматурные блоки полной заводской готовности.

- арматурные блоки расчетным давлением 10000 кПа (пласт ПК), 25000 кПа (пласт ТП-ХМ), 63000 кПа (пласт ЮЯ);
- арматурные блоки задавочных линий расчетным давлением 10000 кПа (пласт

ПК), 25000 кПа (пласт ТП-ХМ), 63000 кПа (пласт ЮЯ);

− блоки дозирования ингибитора расчетным давлением 25000 кПа

Арматурные блоки установлены на рамное основание. Для арматурного блока обвязки скважины предусмотрены площадки для удобного обслуживания запорной, предохранительной и регулирующей арматуры. Настил площадок облуживания выполнен сварным решетчатым, для исключения скопления снега и мусора.

На площадках обустраиваемых юрских скважин также предусмотрены:

− блок-контейнер системы регулируемой подачи ингибиторов;

− сепаратор свечевой;

− свеча рассеивания;

− подземные дренажные емкости (V=5 м$^3$, V=12,5 м$^3$, V=40 м$^3$).

Размещение блок-контейнера системы регулируемой подачи ингибиторов предусмотрено на открытой площадке, на отметке +1,800. Установка дозирования ингибитора коррозии предусмотрена в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности. Установка поступает на монтажную площадку блоками, габариты которых не превышают транспортные. Домонтажные работы выполняются на площадке, в соответствии с документацией завода-изготовителя.

Свечевой сепаратор расположен на открытой площадке, на отметке +0,000.

Для повышения устойчивости и удобства проведения осмотра и выполнения ремонтных работ установка дренажных емкостей предусмотрена в металлическом бункере, исключающем контакт с местным грунтом и засыпанном керамзитом. На наружную поверхность емкостей наносится антикоррозионное покрытие усиленного типа.

Для защиты трубопроводов обвязки юрских скважин от превышения давления после регулятора в составе арматурных блоков юрских скважин предусматривается установка блока предохранительных клапанов (БПК). В состав блока входит 2 шт. предохранительных клапанов с переключающим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия. В факельный коллектор после БПК предусмотрена подача метанола от блок-бокса системы регулируемой подачи ингибитора PN 500.

Сброс пластового газа при срабатывании БПК предусматривается на свечу рассеивания DN150 (высота 6 м от земли) через сепаратор свечевой. Для сбора отделившейся в сепараторе жидкой фазы предусматривается емкость дренажная объемом 12,5 м$^3$. Отсепарированная жидкая фаза извлекается из дренажной емкости с помощью автоцистерны с вакуум насосом.

Свеча рассеивания расположена в соответствии с требованиями приложения №6 Федеральных норм и правил “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности” на расстоянии не менее 30 м от устья ближайшей эксплуатационной газоконденсатной скважины и основного технологического оборудования.

Подача метанола осуществляется из существующего коллектора, для подключения

метанола к СРПИ, в составе проекта существующего коллектора, предусмотрена установка фланцевой арматуры с поворотной заглушкой со стороны будущего подключения.

Продувка обустраиваемых скважин выполняется на существующие горизонтальные горелочные устройства (ГГУ)

Глушение скважин кустов осуществляется через задавочные трубопроводы, к которым подключается задавочный агрегат. Места подключения задавочного агрегата размещены на расстоянии не менее 15 м от устья скважин. Задавочные трубопроводы выведены в сторону автодорог. Каждая линия заканчивается арматурой с быстроразъемным соединением. Управление запорной и регулирующей арматурой проводится, в основном, с уровня земли. Для обслуживания органов управления арматуры, расположенных выше 1,6 м от уровня земли, применяются стационарные площадки обслуживания с просечно-вытяжным настилом, для исключения скопления снега и мусора.

На газопроводе от скважины предусмотрено фланцевое соединение для демонтажа фонтанной арматуры и возможности выполнения работ по ремонту скважины.

Запорная арматура, отключающая скважину от газосборного коллектора (ГСК), размещается в непосредственной близости от коллектора.

Все проектируемые трубопроводы на площадках кустов скважин прокладываются надземно с опиранием на новые строительные конструкции.

Прокладка газосборного коллектора DN100 от скважины №170 в составе куста № 45 на участке от границы проектирования юрской скважины №172 куста №45 до точки подключения в существующий газосборный коллектор DN400 куста №45 выполняется по строительным конструкциям, предусмотренным в рамках проекта 18.003.1. Строительные конструкции для опирания трубопроводов на указанном участке были предусмотрены с учётом необходимости перспективной прокладки газосборного коллектора DN100 от скважины №170.

Рабочие струны скважин проложены без уклона от устья скважины к коллекторам сбора газа, по новым строительным конструкциям.

Продувочный коллектор прокладывается с уклоном не менее 0,003 по ходу газа, в сторону существующего ГГУ, для исключения накопления жидкости в тупиковых участках, с последующей врезкой в существующий продувочный коллектор. Горизонтальное горелочное устройство размещено в земляном амбаре, который расположен на расстоянии не менее 100 м от устья ближайшей скважины. ГГУ оснащено устройствами, обеспечивающими дистанционный розжиг дежурной горелки, автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурную горелку.

Для юрских скважин прокладка факельных коллекторов от блоков предохранительных клапанов также выполняется с уклоном не менее 0,003 по ходу газа, в сторону сепараторов свечевых.

Для компенсации продольных перемещений, коллекторы сбора газа на кустах

скважин оборудуются П-образными компенсаторами, рабочие струны устья скважин –

Z-образными компенсаторами. Неподвижные опоры расположены между П-образными компенсаторами. На выходе газосборного коллектора (ГСК) с площадки куста скважин установлен приводной шаровой кран.

Трубопроводная обвязка кустов скважин максимально унифицируется. При строительстве применяются трубные узлы заводского изготовления.

Проектирование трубопроводов обвязки кустов, предусмотренных в рамках расширения семи существующих кустов №№2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 выполнено в соответствии с требованиями и положениями ГОСТ 32569-2013 “Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах” и обеспечивает:

- возможность использования средств контроля за техническим состоянием оборудования, арматуры, трубопроводов;
- возможность производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытанию, диагностированию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- полное опорожнение трубопроводов при их остановке;
- защиту от повреждений;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

Расстояния, принятые в соответствии с требованиями и положениями ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах", между трубопроводами и от трубопроводов до строительных конструкций (как между запроектированными, так и между запроектированными и существующими) определены с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях.

Для опирания трубопроводов на строительные конструкции предусмотрены скользящие хомутовые опоры заводского изготовления. Неподвижные опоры также предусмотрены заводского изготовления с учетом допускаемых вертикальных и осевых нагрузок. Указанные опоры при монтаже привариваются к строительной опоре сплошным швом после укладки плети трубопровода на опоры. Для остальных трубопроводов применяются приварные и хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88 из стали 09Г2С.

### 4.5.2. Трубы, детали трубопроводов

Расчетные параметры транспортируемых сред, химический состав сред и минимальная температура окружающей среды (не ниже минус 60 °С) позволяют, применить трубы и детали трубопроводов российских заводов изготовителей из хладостойких (на минус 60 °С) сталей.

Материал труб принимается с учетом требований, указанных в ГОСТ 32569-2013 для технологических трубопроводов. Предусматривается применение труб стальных бесшовных и соединительных деталей по техническим условиям.

Планируется применение следующей номенклатуры труб и соединительных деталей трубопроводов:

- трубы DN 25 ÷ DN 40, ГОСТ 8734-75, сталь 10Г2 гр. В, технические требования по ГОСТ 8733-74;
- трубы DN 50 ÷ DN 150:
  - на расчётное давление от 25 МПа до 55 МПа по ТУ 14-3Р-124-2012, сталь 13ХФА;
  - на расчётное давление до 25 МПа по ТУ 14-3Р-1128-2007, сталь 09Г2С;
  - трубы DN 150 ÷ DN400, ТУ 14-3-1618-89, сталь 13ГФА-Х-III;
  - трубы DN500, ТУ 1381-111-05757848-2013 класса прочности Х70.

Соединительные детали (отводы, переходы, тройники, заглушки) DN 50 ÷ DN 150:

- на расчётное давление от 25 МПа до 55 МПа по ТУ 1400-001-62226329-2012; из стали 09Г2С и 13ХФА;
- на расчётное давление от 16 МПа до 25 МПа по ТУ 1400-001-62226329-2012, ТУ 1469-019-04834179-2013 из стали 09Г2С;
- на расчётное давление до 16 МПа по ГОСТ 17375-2001÷ГОСТ 17379-2001 из стали 09Г2С с индексом "П" (подконтрольные органам надзора).

В условиях Южно-Тамбейского ГКМ минимальная температура, возможная в процессе эксплуатации, составляет минус 50 °С.

Ударная вязкость материала основного металла труб и сварного соединения KCU на образцах с U-образным надрезом при температуре минус 60 ºС должна быть:

- для труб с толщиной стенки от 6 до 12 мм не менее 34,3 Дж/см2 (3,5 кгс*м/см$^2$);
- для труб с толщиной стенки свыше 12 до 25 мм не менее 39,2 Дж/см$^2$ (4 кгс*м/см$^2$);
- для труб с толщиной стенки свыше 25 мм не менее 44,1 Дж/см$^2$ (4,5 кгс*м/см$^2$).

Ударная вязкость KCV основного металла трубы должна определяться при температуре минус 50 °С, а ее величина при данной температуре должна быть:

- для труб с рабочим давлением до 25 МПа включительно не менее 29,4 Дж/см$^2$ (3 кгс*м/см$^2$) ;
- для труб с рабочим давлением более 25 МПа не менее 34,8 Дж/см$^2$ (3,5 кгс*м/см$^2$).

Параметры – ударная вязкость KCU-60 °С и KCV-50 °С – должны быть указаны в

сертификате качества отдельно на основное тело трубы.

Величина относительного удлинения должна быть не менее 16 %.

Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, принятых в проектной документации.

Возможно применение труб и соединительных деталей трубопроводов из других сталей и по другим техническим условиям на изготовление, которые по своим качествам и физико-механическим характеристикам не хуже указанных выше.

Проектом предусмотрено применение технических устройств, оборудования, труб, материалов и изделий, имеющих документы, подтверждающие их соответствие требованиям ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 г. №116-ФЗ и ст. 20 ФЗ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ, технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах".

Бесшовные трубы и детали трубопроводов должны изготавливаться из катаной или кованой заготовки.

Расчет толщины стенки труб выполнен по формуле (7.1) ГОСТ 32388-2013:

$$S_R = \frac{|p| \times D_a}{2\varphi_y \times [\sigma] + |p|} \ .$$

Значение номинального допустимого напряжения $[\sigma]$ определяется по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_{B/t}}{2{,}4}; \frac{\sigma_{p/t} \text{ или } \sigma_{0,2/t}}{1{,}5}\right) ,$$

где

$|p|$– расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

$D_a$ – наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_{B/t}$ – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{p/t}$ – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °С, МПа;

$\sigma_{0,2/t}$ – минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2%) при расчетной температуре t °С, МПа;

$\varphi_y$ – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении, см. таблица 5.1 ГОСТ 32388-2013.

Номинальную толщину стенки элемента трубопровода S следует определить с учетом прибавки на коррозию $CO_2$ (до 3 мм) и минусового допуска на изготовление С1, принимаемого в соответствии с техническими условиями на изготовление труб, по формуле:

- если С1 задан в %:

$$S = \frac{S_R + C2}{100 - C1} \times 100;$$

- если С1 задан в мм:

$$S = S_R + C1 + C2 \ .$$

Но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учётом прибавки на коррозию.

$$S \geq S_{min} + C2$$

Где:

$S_{min}$ – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая по таблице 5.6, ГОСТ 32388-2013.

На основании результатов расчета в качестве принятой толщины стенки трубы S взято ближайшее большее значение толщины стенки по техническим условиям на трубы (с учетом величины заводского испытательного давления) и составлен сортамент труб. Исходные данные и результаты расчета толщины стенки труб представлены в сводной таблице 4.4.

Установленный срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов принят в соответствии с расчетным сроком службы оборудования и составляет не менее 25 лет, но учитывая требование ГОСТ 32388-2013 значение назначенного ресурса трубопровода не должно превышать 20 лет. По истечению указанного срока службы трубопроводов и его элементов проводится продление срока эксплуатации в установленном порядке с проведением экспертизы. Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения в установленном порядке.

**Таблица 4.4 – Результаты расчетов толщины стенки труб**

| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| **Расчёт для трубной продукции для скважин пласта ЮЯ** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Расчёт для трубной продукции по ТУ 14-3Р-124-2012** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 55 | +65 | 114 | 13ХФА | 510 | 370 | 1 | 12,5 | мм | 3 | 213 | 0,921 | 196 | 14,0 | 19,5 | 22 |
| Пластовая смесь. | 55 | +65 | 108 | 13ХФА | 510 | 370 | 1 | 12,5 | мм | 3 | 213 | 0,921 | 196 | 13,3 | 18,65 | 21 |
| Пластовая смесь. | 55 | +65 | 89 | 13ХФА | 510 | 370 | 1 | 12,5 | % | 3 | 213 | 0,921 | 196 | 11,0 | 16,0 | 19 |
| Пластовая смесь. Метанол | 55 | +65 | 57 | 13ХФА | 510 | 370 | 1 | 12,5 | % | 3 | 213 | 0,921 | 196 | 7,1 | 11,5 | 14 |
| **Расчёт для трубной продукции по ТУ 14-3Р-1128-2007** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 6 | +65 | 159 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 3 | 177 | 0,956 | 169 | 2,79 | 6,99 | 8 |

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



| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 114 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 3 | 177 | 0,956 | 169 | 8,44 | 13,456 | 14 |
| Метанол | 25 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 3,94 | 5,84 | 6 |
| | 0,07 | +65 | 89 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 0,02 | 1,62 | 4 |
| | 0,07 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 0,01 | 1,61 | 4 |
| Газ сепарации | 1 | +65 | 159 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 2 | 177 | 0,956 | 169 | 0,47 | 3,22 | 5 |
| ВМР, углеводородный конденсат | 1 | +65 | 108 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 2 | 177 | 0,956 | 169 | 0,32 | 2,92 | 4 |
| Газ уравнительной линии. Дренажи | 1 | +65 | 89 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 2 | 177 | 0,956 | 169 | 0,26 | 2,86 | 4 |

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



| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| Дренажи | 1 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 2 | 177 | 0,956 | 169 | 0,17 | 2,77 | 4 |
| **Расчёт для трубной продукции по ГОСТ 8734-75** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ингибитор парафинообразования+ингибитор коррозии. Метанол. | 55 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 2 | 163 | 0,956 | 155 | 4,95 | 7,99 | 8 |
| Метанол | 25 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 1 | 163 | 0,956 | 155 | 2,38 | 3,78 | 4 |
| **Расчёт для трубной продукции для скважин пластов ТП-ХМ** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Расчёт для трубной продукции по ТУ 14-3Р-1128-2007** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 114 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 7,09 | 9,59 | 10 |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 3,55 | 5,46 | 6 |

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



| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| Задавочный раствор | 25 | +65 | 114 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 7,79 | 10,53 | 11 |
| Задавочный раствор | 25 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 3,94 | 5,84 | 6 |
| Метанол | 25 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 3,94 | 5,84 | 6 |
| **Расчёт для трубной продукции по ГОСТ 8734-75** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 1 | 163 | 0,956 | 155 | 2,14 | 3,54 | 4 |
| Задавочный раствор | 25 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 1 | 163 | 0,956 | 155 | 2,38 | 3,78 | 5 |
| Метанол | 25 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 1 | 163 | 0,956 | 155 | 2,38 | 3,78 | 4 |

| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| **Расчёт для трубной продукции для скважин пласта ПК** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Расчёт для трубной продукции по ТУ 14-3Р-1128-2007** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 16 | +65 | 114 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 5,18 | 7,38 | 8 |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 16 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 2,59 | 4,49 | 6 |
| Метанол | 25 | +65 | 57 | 09Г2С | 470 | 265 | 1 | 15 | % | 1 | 177 | 0,956 | 169 | 3,94 | 5,84 | 6 |
| **Расчёт для трубной продукции по ГОСТ 8734-75** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 16 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 1 | 163 | 0,956 | 155 | 1,57 | 2,97 | 4 |

| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| Метанол | 25 | +65 | 32 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | 1 | 10 | % | 1 | 163 | 0,956 | 155 | 2,38 | 3,78 | 4 |
| **Расчёт трубной продукции для газосборных коллекторов** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Расчёт для трубной продукции по ТУ 14-3-1618-89** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 426 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | 1 | 8 | % | 2 | 225 | 0,956 | 215 | 21,1 | 25,33 | 28 |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 325 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | 1 | 8 | % | 2 | 225 | 0,956 | 215 | 16,1 | 20,01 | 24 |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 273 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | 1 | 8 | % | 2 | 225 | 0,956 | 215 | 13,5 | 17,11 | 20 |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 219 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | 1 | 10 | % | 2 | 225 | 0,956 | 215 | 10,8 | 14,34 | 15 |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 219 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | 1 | 10 | % | 2 | 225 | 0,956 | 215 | 8,32 | 11,52 | 12 |

| Исходные данные | | | | | | | | | | | Результаты | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Транспортируемая среда | Расчетное внутреннее избыточное давление, МПа | Расчетная температура, гр.С | Наружный диаметр трубы, мм | Материал трубы | Минимальное значение временного сопротивления, МПа | Минимальное значение предела текучести, МПа | Коэффициент прочности | Минусовой допуска | Размерность минусового допуска | Прибавка на коррозию, мм | Допускаемое напряжение при 20С, МПа (формула 5.1) | Коэффициент пересчета по температуре | Допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа | Расчетная толщина стенки трубы, мм (формула 7.1) | Номинальная толщина стенки трубы, мм (формула 5.7) | Принятая толщина стенки трубы, мм |
| | p | Tp | Da | - | σв | σ0,2 | γу | c1 | - | c2 | [σ]20 | kt | [σ] | SR | S | $S_{принятая}$ |
| **Расчёт для трубной продукции по ТУ 1381-111-057057848-2013** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 22,3 | +65 | 530 | X70 | 570 | 485 | 1 | 1 | мм | 2 | 238 | 0,956 | 228 | 24,9 | 27,92 | 28 |

**Таблица 4.5 – Назначение и классификация трубопроводов**

| Назначение трубопровода | DN | DxS, мм | Категория трубопровода | | Давление, МПа (расчетное) | Класс прочности (марка стали) | σв, Н/мм² не менее | σт, Н/мм² не менее | Документ на поставку (аналог) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Категория | Нормативный документ | | | | | |
| **Трубопроводы для скважин пластов ЮЯ** | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 114 | 114x22 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 55 | 13ХФА | 510 | 370 | ТУ 14-3Р-124-2012 |
| Пластовая смесь | 108 | 108x21 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 55 | 13ХФА | 510 | 370 | ТУ 14-3Р-124-2012 |
| Пластовая смесь | 89 | 89x19 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 55 | 13ХФА | 510 | 370 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |

| Назначение трубопровода | DN | DxS, мм | Категория трубопровода | | Давление, МПа (расчетное) | Класс прочности (марка стали) | σв, Н/мм² не менее | σт, Н/мм² не менее | Документ на поставку (аналог) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Категория | Нормативный документ | | | | | |
| Пластовая смесь | 57 | 57x14 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 55 | 13ХФА | 510 | 370 | ТУ 14-3Р-124-2012 |
| Пластовая смесь | 159 | 159x8 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 6 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Пластовая смесь | 114 | 114x14 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Метанол | 57 | 57x6 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Метанол | 89 | 89x4 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 0,07 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Метанол | 57 | 57x4 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 0,07 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Газ сепарации | 159 | 159x5 | IIБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 1 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| ВМР, углеводородный конденсат | 108 | 108x4 | IIА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 1 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Газ уравнительной линии | 89 | 89x4 | IIБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 1 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Дренажи | 89 | 89x4 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 1 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Дренажи | 57 | 57x4 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 1 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Ингибитор парафинообразования+ингибитор коррозии. Метанол. | 32 | 32x8 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 55 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |

| Назначение трубопровода | DN | DxS, мм | Категория трубопровода | | Давление, МПа (расчетное) | Класс прочности (марка стали) | σв, Н/мм² не менее | σт, Н/мм² не менее | Документ на поставку (аналог) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Категория | Нормативный документ | | | | | |
| Метанол | 32 | 32x4 | IA(б) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |
| **Трубопроводы для скважин пластов ТП, ХМ** | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 114 | 114x10 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Пластовая смесь | 57 | 57x6 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Задавочный раствор | 114 | 114x11 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Задавочный раствор | 57 | 57x6 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Метанол | 57 | 57x6 | IA(б) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Пластовая смесь | 32 | 32x4 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |
| Задавочный раствор | 32 | 32x4 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |
| Метанол | 32 | 32x4 | IA(б) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |
| **Трубопроводы для скважин пласта ПК** | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 114 | 114x8 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 16 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |

| Назначение трубопровода | DN | DxS, мм | Категория трубопровода | | Давление, МПа (расчетное) | Класс прочности (марка стали) | σв, Н/мм² не менее | σт, Н/мм² не менее | Документ на поставку (аналог) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Категория | Нормативный документ | | | | | |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 57 | 57х6 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 16 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Метанол | 57 | 57х6 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | 09Г2С | 470 | 265 | ТУ 14-3Р-1128-2007 |
| Пластовая смесь. Задавочный раствор | 32 | 32х4 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 16 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |
| Метанол | 32 | 32х4 | IА(б) | ГОСТ 32569-2013 | 25 | Сталь 10Г2 гр. В | 422 | 245 | ГОСТ 8734-75 |
| **Трубопроводы для газосборных коллекторов** | | | | | | | | | |
| Пластовая смесь | 530 | 530х28 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | Х70 | 570 | 485 | ТУ 1381-111-057057848-2013 |
| Пластовая смесь | 426 | 426х28 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | ТУ 14-3-1618-89 |
| Пластовая смесь | 325 | 325х24 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | ТУ 14-3-1618-89 |
| Пластовая смесь | 273 | 273х20 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | ТУ 14-3-1618-89 |
| Пластовая смесь | 219 | 219х15 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | ТУ 14-3-1618-89 |
| Пластовая смесь | 168 | 168х12 | IБ(а) | ГОСТ 32569-2013 | 22,3 | 13ГФА -Х-III | 540 | 392 | ТУ 14-3-1618-89 |

### 4.5.3. Антикоррозионная защита и окраска трубопроводов

Защита трубопроводов и емкостного оборудования от атмосферной коррозии осуществлена в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 лакокрасочными материалами:

- наружные поверхности неизолированных технологических трубопроводов покрываются полиуретановой эмалью ПОЛИТОН-УР одним слоем, акрил-уретановой эмалью ПОЛИТОН-УР(УФ) одним слоем по грунтовке ЦИНОТАН в один слой;
- наружные поверхности трубопроводов с теплоизоляцией покрываются грунтовкой ЦИНОТАН одним слоем.

Возможно применение других лакокрасочных материалов, которые должны соответствовать группе IV (эпоксидные, полимочевинные и др.) СП 28.13330.2017 и требованиям документа Компании 3300-E-000-MC-SPE-23101-00-D для категории коррозионной агрессивности атмосферы С5. Общая толщина покрытия (в зависимости от выбранной лакокрасочной системы) – не менее 240 мкм.

Лакокрасочные и антикоррозионные покрытия трубопроводов и арматуры обладают необходимой термостойкостью при максимально возможных расчетных температурах.

Цветовое оформление трубопроводов выполняется согласно ГОСТ 14202-69.

Подготовка поверхностей перед нанесением покрытия, подготовка лакокрасочных материалов, нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы разработчика.

На наружную поверхность устанавливаемой подземной емкости, а также на короткие участки подземных трубопроводов обвязки дренажной емкости наносится антикоррозионное покрытие усиленного типа "БИУРС". Покрытие БИУРС представляет собой двухслойное полимерное покрытие на основе двухкомпонентной эпоксидной грунтовки "Праймер-МБ" и двухкомпонентной, не содержащей растворителя, битумно-уретановой мастики "БИУР".

Покрытие БИУРС наносится на трубопроводы (в том числе и на сварные стыки) на площадке строительства согласно требованиям нормативной технической документации на материал.

Возможно применение иных материалов систем антикоррозионного защитного покрытия усиленного типа, для подземного оборудования и трубопроводов, соответствующих требованиями ГОСТ 9.602-2016.

### 4.5.4. Теплоизоляция трубопроводов

Тепловая изоляция трубопроводов осуществлена в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012.

В качестве теплоизоляционных материалов для изоляции трубопроводов

предусмотрены следующие негорючие материалы:

- для трубопроводов DN15÷DN40 – полотно холстопрошивное ПСХ-Т-450 (800) ТУ 6-48-97-93;
- для трубопроводов DN50 ÷ DN100 – маты из супертонкого стекловолокна без связующего ТУ 21-5328981-05-92;
- для трубопроводов DN150÷DN200 – маты минераловатные прошивные в обкладках из металлической сетки № 12-1,2 с 2-х сторон марки 125 ГОСТ 21880-94*.

В качестве покровного слоя может быть применен оцинкованный лист марки ОЦБ-ПН-О ГОСТ 19904-90 толщиной листа 0,5 мм, либо алюминиевый лист марки АД ГОСТ 21631-76 толщиной листа 0,5 мм.

Применяемые теплоизолирующие покрытия трубопроводов и арматуры сохраняют свои свойства при максимальных рабочих температурах.

Возможно применение иных негорючих материалов для теплоизоляционных конструкций, соответствующих требованиями СП 61.13330.2012.

В конструкции теплоизолирующих покрытий всех трубопроводов в местах установки опор и на отводах предусматриваются окна для производства диагностических работ (замера вибрации и толщинометрии). Окна снабжены крышками для исключения попадания и скапливания влаги на трубопроводе.

#### 4.5.5. Трубопроводная арматура

В качестве основной запорной арматуры предполагается использование шаровых кранов и задвижек, как с ручным управлением, так и с электроприводом во взрывобезопасном исполнении. Приводы шаровых кранов комплектуются ручными дублерами. Класс герметичности арматуры "А" по ГОСТ 9544-2015. Для удобства дальнейшего технического обслуживания арматура предусматривается во фланцевом исполнении. Тип фланцев и уплотнительной поверхности приняты в соответствии с требованиями приложения "Р" ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные". Вся фланцевая арматура должна поставляться в комплекте с ответными фланцами, крепежом и прокладками. По типу запорного органа шаровые краны DN 40 и менее приняты полнопроходыми, краны диаметром более DN 40 должны быть полнопроходными только если это требуется условиями технологического процесса, что указано в опросных листах. Краны обеспечивают герметичность затвора в любом направлении потока газа. Для приварной арматуры корпус предусматривается с верхним разъемом, для фланцевой - разъемный.

Сферическая поверхность шаровой пробки должна иметь защитное износостойкое покрытие. Твердость покрытия – не ниже 1400 HV.

Конструкция шпиндельного узла крана антивыбросная и обеспечивает возможность безопасной замены уплотнения при закрытом затворе и наличии давления на

действующем трубопроводе. На шпинделе и корпусе крана имеются метки для определения точного положения шарового затвора в открытом и закрытом состоянии без разборки крана или трубопровода (указатель положения затвора). Сальник шпинделя крана имеет не менее двух уплотнительных элементов и систему ввода уплотнительной смазки между ними. Подачу уплотнительной смазки в седла и сальник шпинделя осуществляют через фитинги, установленные на корпусе крана и рассчитанные на избыточное давление не менее 50000 кПа.

В нижней части корпуса крана предусматривают дренажное отверстие для сброса из корпуса воды и конденсата. Дренажные линии шаровых кранов представляют собой бобышку с шаровым краном с DN, соответствующим диаметру дренажной трубки. Дренажный кран оснащается травмобезопасным запорным устройством. Кран должен обеспечивать герметичность седла при открытом дренаже корпуса без каких-либо утечек при максимальном давлении.

В верхней части корпуса крана предусматривают травмобезопасную заглушку для спуска воздуха из полости крана при гидроиспытаниях.

Количественные значения показателей надежности и назначенных показателей кранов определяются техническими условиями на краны и удовлетворяют следующим требованиям:

- назначенный срок службы – 25 лет;
- назначенный ресурс: - для DN 50–200 – 3000 циклов;
  - для DN 300–1000 – 1500 циклов;

Арматура поставляется с защитным покрытием от атмосферных воздействий.

Контактирующие с атмосферой части арматуры защищают от коррозионного воздействия внешней среды климатически стойким покрытием. Материалы и технология нанесения защитного покрытия арматуры должны обеспечивать защиту в течение всего срока эксплуатации арматуры.

Все виды покрытий наносит на арматуру в заводских условиях предприятие изготовитель.

Вся запорная трубопроводная арматура имеет уплотнение в затворе "металл по металлу".

Материал деталей арматуры, уплотнительные поверхности фланцев и сварные соединения должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать допустимый запас прочности;
- обладать достаточной коррозионной стойкостью к рабочей и окружающей среде;
- не содержать внутренних и внешних дефектов, влияющих на безопасность;
- подбираются с учетом исключения взаимного химического воздействия при соединении различных материалов.

При выборе материалов для деталей арматуры учитывают заданные условия

эксплуатации:

- расчетное давление;
- минимальную температуру окружающей среды;
- максимальную температуру рабочей среды;
- химический состав и свойства рабочей (взрывоопасность, токсичность, коррозионную активность, наличие примесей) и окружающей среды.

Материальное исполнение всей арматуры – ХЛ1, согласно ГОСТ 15150-69*.

Конструкция арматуры должна обеспечивать:

- надежность функционирования и безопасность для персонала в рабочих условиях;
- заданную прочность корпуса, в том числе при перепадах давления на затворе при выполнении функций открытия и закрытия. Прочность корпуса подтверждают расчетом;
- плотность материала корпусных деталей и сварных швов;
- отсутствие утечек во внешнюю среду;
- требуемую герметичность затвора;

Номенклатура ЗРА предусмотрена с учетом широкого диапазона давлений (от 2,0 МПа до 50,0 МПа) и температур (от минус 60ºС до плюс 65ºС).

Вся ЗРА обеспечивает работоспособность при максимально возможных расчетных температурах эксплуатации.

Расчетный срок эксплуатации арматуры указан в ее паспортах.

Характеристики транспортируемых сред позволяют, в основном, осуществить поставку запорной арматуры российскими заводами-изготовителями.

### 4.5.6. Монтаж и приемка в эксплуатацию технологического оборудования и трубопроводов.

Монтаж и приемка в эксплуатацию технологического оборудования производится в соответствии с требованиями СП 75.13330.2011 и инструкций заводов-изготовителей. Оборудование, поступающее на строительную площадку полностью собранным и испытанным на предприятии-изготовителе, индивидуальным испытаниям на прочность и герметичность дополнительно не подвергается.

Сборка, сварка и приемка в эксплуатацию:

- технологических трубопроводов производится в соответствии с требованиями СП 75.13330.2011, положениями Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" и ГОСТ 32569-2013;
- подогрев сварных стыков производится в соответствии с требованиями ВСН 006-89, ВСН 012-88.

Все соединения трубопроводов, как правило, выполняются на сварке. Фланцевые соединения применены только для подключения к трубопроводной арматуре и штуцерам технологического оборудования. Тип фланцев и уплотнительной поверхности приняты в соответствии с требованиями приложения "Р" ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные". Вся фланцевая арматура должна поставляться в комплекте с ответными фланцами, крепежом и прокладками.

Объем неразрушающего контроля сварных соединений технологических трубопроводов должен соответствовать требованиям ГОСТ 32569-2013, а именно ВИК-100%, УЗК-100% или РК-100%, а также 100% ПВК или МПД для трубопроводов согласно п.12.3.6 ГОСТ 32569-2013.

Для гарантийных сварных соединений объем неразрушающего контроля сварных соединений технологических трубопроводов должен определятся согласно требований ГОСТ 32569-2013, а именно ВИК-100%, УЗК-100%, РК-100%, а также 100% ПВК или МПД для трубопроводов согласно п.12.3.6 ГОСТ 32569-2013.

Проектной документацией предусматривается проведение испытаний трубопроводов обвязки скважины на прочность и плотность гидравлическим способом. Величина испытательного давления определяются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и составляет 1,43хРрасч.

Допускается не проводить дополнительные испытания на герметичность технологических трубопроводов групп А, Б(а), Б(б) в соответствии с требованиями раздела 13.5 по ГОСТ 32569-2013 при условии выполнения следующих требований:

- для трубопроводов (участков трубопроводов) на которых отсутствуют регулирующие клапаны, измерительные устройства или другая запорно-регулирующая арматура, вместо которой на время проведения испытаний на прочность и плотность требуется установка монтажных катушек, гидравлические испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и герметичность должны выполняться одновременно. Испытания на прочность и плотность необходимо проводить в соответствии

с требованиями раздела 13.2 ГОСТ 32569-2013. Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего (Рраб.), принимаемого по проекту, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

- для трубопроводов (участков трубопроводов) на которых предусматривается установка запорно-регулирующей арматуры (регулирующие клапаны, измерительные устройства и т.д.), вместо которой на время проведения испытаний на прочность и плотность требуется установка монтажных катушек, гидравлические испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и герметичность должны выполняться в два этапа.

Первым этапом выполняются испытания на прочность и плотность с учётом требований раздела 13.2 ГОСТ 32569-2013. Вместо регулирующих клапанов, измерительных устройств на время проведения испытаний должны быть установлены монтажные катушки.

Вторым этапом, после замены монтажных катушек на регулирующие клапаны, измерительные устройства, выполняются гидравлические испытания на герметичность. Испытание на герметичность проводят давлением, равным рабочему (Рраб.), принимаемого по проекту, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Трубопровод считается выдержавшим испытания на герметичность, если за время испытания при проверке на герметичность давление остается неизменным и не будут обнаружены утечки.

Доставка воды для проведения гидроиспытаний производится с помощью передвижной емкости. После проведения гидравлических испытаний трубопроводов выполняется удаление воды из их полости сжатым воздухом и производится осушка внутренних стенок трубопроводов. После очистки полости вода собирается в ту же передвижную емкость и транспортируется, в случае необходимости, на следующие участки для проведения испытаний или направляется на очистные сооружения. Отбор воды и прием стоков после гидроиспытаний осуществляется от сооружений, действующих на Южно-Тамбейском ГКМ.

В верхних точках трубопроводов для удаления воздуха при заполнении их водой устанавливается запорная арматура соответствующих диаметров. В нижних точках трубопроводов для удаления воды после проведения гидравлических испытаний устанавливается запорная арматура соответствующих диаметров.

Все технические устройства, применяемые на объекте, должны иметь документы, подтверждающие их соответствие требованиям статьи 7 Федерального закона 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21 июля 1997 г. и статьи 20 Федерального закона 184-ФЗ "О техническом регулировании" от 27 декабря 2002 г.

### 4.6. Технологические и конструктивные решения линейного объекта "Газопровод-шлейф от КГС №26

С учетом добавления скважин Ю261, Ю262, Ю263 и Ю264 в состав КГС №26 и ограниченной пропускной способности существующего ГПШ DN200 от КГС №26 принято решение о раздельном транспорте газоконденсатной смеси от меловых и юрских скважин. В связи с этим проектом предусмотрена прокладка дополнительного газопровода-шлейфа диаметром 300 мм с расчетным давлением 22,3 МПа, подключаемого к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12. Дополнительный газопровод-шлейф DN300 предназначен для транспорта

газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин, в то время как по существующему газопроводу-шлейфу DN200 осуществляется транспорт газоконденсатной смеси от скважин Ю261, Ю262, Ю263 и Ю264.

В связи с дополнительным расширением КГС №26 и подключением скважин Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610 и Ю2611, недостаточностью пропускной способности коллекторов DN200 и DN300, а также в связи с принятой концепцией ОАО "Ямал СПГ" по раздельному транспорта меловой и юрской систем сбора газа предусмотрена прокладка еще одного дополнительного газопровода-шлейфа от КГС №26 диаметром 400 мм с расчетным давлением 10,0 МПа, подключаемого к существующему газопроводу-шлейфу от КГС №7 газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12. Газопровод-шлейф DN400 предназначен для транспорта газоконденсатной смеси от скважин Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610 и Ю2611.

Технологическая схема подключения газопроводов-шлейфов от КГС №26 к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ и технологическая схема обвязки кранового узла №12 приведены на листах 20.002.1-ИОС7.1.5-ТХ1.ГЧ л.1 и л.2. тома 5.7.1.5.

Обоснование и выбор диаметров газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 приведены в разделе 4.6.6 тома 5.7.1.1.

### 4.6.1. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

Сведения о топографических условиях участка изысканий трассы газопровода-шлейфа от КГС №26 до КУ №12 содержатся в томе 1.1 отчета по инженерно-геодезическим изысканиям 77.23.002.4-ИГДИ1.

Сведения о инженерно-геологических и гидрогеологических условиях участка изысканий содержатся в томе 2.1 отчета по инженерно-геологическим изысканиям 77.23.002.4-ИГИ1 (подраздел 11.6).

Метеорологические и климатические условия участка размещения линейного объекта представлены в томе 77.23.002.4-ИГМИ1 раздел 3.3.

### 4.6.2. Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Сведения об особых природно-климатических условиях участка размещения линейного объекта представлены в томе 77.23.002.4-ИГМИ1 раздел 3.3, гидрографическая характеристика участка строительства трассы газопровода представлена в томе 77.23.002.4-ИГМИ1 раздел 5.4.

### 4.6.3. Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта на участке изысканий представлены в томе 2.1 (77.23.002.4-ИГИ1) отчета по инженерно-геологическим изысканиям и в приложениях томов 2.3 – 2.4 (77.23.002.4-ИГИ3 - 77.23.002.4-ИГИ4). Инженерно-геологические условия участка изысканий трассы газопровода-шлейфа от КГС №26 до КУ №12 представлены в подразделе 11.6 тома 2.1 отчета по инженерно-геологическим изысканиям 77.23.002.4-ИГИ1. Наименования, нормативные и расчётные значения физико-механических свойств выделенных инженерно-геологических элементов (ИГЭ) на участке изысканий детально приведены в таблице 8.1 тома 2.1 и на чертеже № 77.23.002.4-ИГИ5.ГЧ.21 тома 2.5.

### 4.6.4. Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.

Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе и агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций на участке изысканий представлены в томе 2.1 отчета по инженерно-геологическим изысканиям 77.23.002.4-ИГИ1. Уровень подземных вод на момент изысканий показан на инженерно-геологических колонках скважин в томе 2.5 отчета по инженерно-геологическим изысканиям 77.23.002.4-ИГИ5, чертежи №№ 77.23.002.4-ИГИ5.ГЧ.26 – 77.23.002.4-ИГИ5.ГЧ.29.

### 4.6.5. Сведения о категории и классе линейного объекта.

В соответствии с п. 6.2, таблица ГОСТ Р 55990-2014, исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла продукты отнесены:

- транспортируемые по газопроводам-шлейфам - к категории 4 (горючие токсичные продукты в виде газа или двухфазной среды, не содержащие сероводорода и других сернистых соединений);
- транспортируемые по метанолопроводам - к категории 6 (горючие и токсичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при стандартных условиях транспортирования).

В соответствии с п. 7.1.1 ГОСТ Р 55990-2014, газопровод-лупинг DN300 в зависимости от давления отнесены к I классу (20 МПа < Рраб ≤ 32 МПа), газопровод-лупинг DN400 в зависимости от давления отнесены к III классу (2,5 МПа < Рраб ≤ 10 МПа), а в зависимости от их назначения относятся к категории "С" (табл.3. п.7.1.5 ГОСТ Р 55990-2014). Учитывая характеристику участков прокладки и то, что по газопроводам-шлейфам транспортируется продукт 4 категории в соответствии с табл. 4 ГОСТ Р 55990-2014 – для

трубопровод и его участки назначена категория участков прокладке - "С".

В соответствии с п. 7.1.ГОСТ Р 55990-2014 ингибиторопроводы (метанолопроводы) в зависимости от диаметра отнесены к III классу. Категория участков прокладки ингибиторопроводов принята - "В" (табл.5 ГОСТ 55990-2014), в виду мест пересечения с водными преградами, пересечений автодорог, мест миграции, установки крановых узлов (включая охранные краны) и в составе кустовых площадок (подход к кустам).

**Таблица 4.6 - Классификация продукта, классы и категории трубопроводов**

| Наименование трубопровода | Категория продукта | Класс трубопровода | Категория участков прокладки |
|---|---|---|---|
| Газопроводы-шлейфы DN300 | 4 | I | C |
| Газопроводы-шлейфы DN400 | 4 | III | C |
| Газ на свечу DN50 | 4 | I | C |
| Ингибиторопроводы DN50 | 6 | III | B |

### 4.6.6. Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта.

По результатам проведения тепло-гидравлического расчета, выполненного с целью оценки потерь давления и пропускной способности существующего газопровода-шлейфа DN200 (от КГС №26 до Кранового узла №12) при подключении к нему вновь вводимых юрских скважин Ю261, Ю262, Ю263 и Ю264, проработка вариантов прокладки лупинга, а также варианта раздельного транспорта юрских скважин по газопроводу DN200 и меловых по трубопроводу DN250 или DN300 было определено:

1. Подключение юрских скважин к существующему газопроводу невозможно в связи с недостаточностью его пропускной способности.

2. Лупинг, как правило, выполняют того же диаметра, что и основной трубопровод т.е. DN200, для равномерного распределения перекачиваемой среды. При указанном условии лупинг работал бы только в случае перекрытия лимитирующей скважины и давал бы давления в конечной точке ниже, чем при раздельном транспорте. Это обусловлено тем, что при снижении давления Юрского газа до параметров смешения его энергия переходит в скорость потока и приводит к повышенным потерям на трение в трубопроводе. Вариант исключен в виду его нецелесообразности.

3. Наиболее оптимальным вариантом является выполнение раздельного транспорта газоконденсатной смеси от юрских и меловых скважин КГС №26. Также, по результатам расчета была определена достаточность прокладки дополнительного газопровода-шлейфа DN250 в связи с не значительным отличием потерь по давлению в сравнении с газопроводом DN300, однако для гарантированного обеспечения требуемой производительности было принято решение о прокладке дополнительного газопровода-

шлейфа DN300.

Таким образом объектом проектирования является дополнительный газопровод-шлейф DN 300 от куста газовых скважин №26, протяженностью по пикетажу: ПК 0+0,00 – ПК52+82,05 от куста газовых скважин №26 до места объединения с газопроводом-шлейфом от КГС №45 в районе существующего кранового узла №12 (далее КУ 12) предназначенный для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин куста. При этом общая протяженность газопровода-шлейфа с учетом опусков, подъемов, поворотов и компенсаторов составляет около ~ 5780 метров.

В связи с подключением к КГС №26 дополнительных скважин Ю265, Ю266, Ю267, Ю278, Ю269, Ю2610 и Ю2611, по результатам тепло-гидравлических расчетов было принято решение о прокладке еще одного дополнительного газопровода-шлейфа от КГС №26 DN400. По причине недостаточности пропускной способности коллекторов DN200 и DN300, а также в связи с принятой концепцией ОАО "Ямал СПГ" по раздельному транспорту меловой и юрской систем сбора газа.

Таким образом вторым объектом проектирования является дополнительный газопровод-шлейф DN 400 от куста газовых скважин №26, протяженностью по пикетажу: **ПК 0+0,00 – ПК52+82,05** от куста газовых скважин №26 до места объединения с газопроводом-шлейфом от КГС №7 в районе существующего кранового узла №12 (далее КУ 12), предназначенный для транспорта газоконденсатной смеси от юрских скважин Ю265, Ю266, Ю267, Ю278, Ю269, Ю2610 и Ю2611 куста. При этом общая протяженность газопровода-шлейфа с учетом опусков, подъемов, поворотов и компенсаторов составляет около ~ 5800 метров.

Данные газопроводы-шлейфы проектируется в соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014, при отсутствии каких-либо требований, не указанных в ГОСТ Р 55990-2014, руководствоваться требованиями СП 284.1325800.2016, а также другими действующими нормативными документами со ссылкой на указанные НД.

Транспорт газоконденсатной смеси от вновь вводимых юрских скважин Ю261, Ю262, Ю263 и Ю264 будет осуществляться по существующему газопроводу-шлейфу DN200.

Прокладка дополнительного газопровода-шлейфа DN300 обусловлена недостаточной пропускной способностью существующего газопровода-шлейфа DN200 от куста скважин №26 до кранового узла №12. Газопровод-шлейф DN300 предназначен для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин.

В связи с увеличением производительности куста (подключение скважин Ю265, Ю266, Ю267, Ю278, Ю269, Ю2610 и Ю2611), недостаточностью пропускной способности существующего шлейф DN200 и дополнительного газопровода-шлейфа DN300 прокладывается еще один дополнительный газопровода-шлейфа DN400 от куста скважин №26 до кранового узла №12.

Максимальное рабочее (технологическое) давление газа в дополнительном

газопроводе-шлейфе DN300 от КГС №26 составляет 22,3 МПа. С учетом показателей разработки требуемая производительность составляет не менее 1,51 - 2,78 млн.м$^3$/сут.

Максимальное рабочее (технологическое) давление газа в дополнительном газопроводе-шлейфе DN400 от КГС №26 составляет 10,0 МПа. С учетом показателей разработки требуемая производительность составляет не менее 1,92 - 3,79 млн.м$^3$/сут.

Результаты тепло-гидравлических расчетов с характеристикой проектируемых газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 от КГС №26 приведены в приложении А тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

Конструктивные решения по прокладке газопроводов-шлейфов от КГС №26 до кранового узла №12 приведены в разделе 4.6.15 тома 5.7.1.1

### 4.6.7. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий)

Учитывая что, на вновь проектируемых и существующих скважинах предусмотрены арматурные блоки полной заводской готовности, позволяющие вести добычу газа в автоматическом режиме (в состав блока входит клапан регулятор, приборы замера расхода, давления и температуры газа, запорная электроприводная и ручная арматура) без постоянного присутствия персонала, дополнительное технологическое оборудование в составе линейного объекта не предусматривается.

### 4.6.8. Перечень мероприятий по энергосбережению

Учитывая, что в составе линейного объекта "Газопровод-шлейф от КГС №26" не предусматривается дополнительного оборудования, потребляющего топливо, электроэнергию, тепловую энергию, мероприятия по энергосбережению не предусмотрены.

### 4.6.9. Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Потребность основных строительных машинах определена исходя из конструктивных и объемно-планировочных решений возводимых сооружений, объемов работ, темпов и условий производства работ (Крайний Север) и приведена в таблице 4.7.

**Таблица 4.7 – График потребности в основных строительных машинах**

| Наименование | Тип, марка, основные технические параметры | Газопровод-шлейф |
|---|---|---|
| Агрегат сваебойный копровый | типа СП-49, 80 кВт (108 л.с.) | 1 |
| Установка буровая | типа ЛБУ-50 | 1 |
| Автобетононасос | типа АБН 21, производитель-ностью 75 м$^3$/час | 1 |
| Автобетоносмеситель | типа FIORI DB 560 T, произв. 5,5 м$^3$/час | 1 |
| Автомобиль-бортовой | типа КамАЗ 65117-23, г/п 14,5 т | 1 |
| Автомобиль-трубовоз | типа Урал 44202+ ЧМЗАП 9906 г/п 20 т | 1 |
| Компрессоры передвижные | типа В 18-62, Р=150 атм | 1 |
| Насосы для гидроиспытаний | типа НП-600, Р=600 атм | 1 |
| Бульдозеры | типа Б10М,132 кВт (180 л.с.) | 1 |
| Краны автомобильный | типа КС-35715-2, г/п 16т | 1 |
| Агрегаты сварочные | типа СДУ-2 на базе трактора Т-100М | 1 |
| Вибраторы глубинные | типа ИВ-78 | 2 |
| Автоцистерна | типа ALS-15-FH12.00.000 на базе автомобиля VOLVO FH12/420 | 1 |
| Вакуумная (ассенизаторская машина) | типа МВ-10Т КО | 1 |
| Топливозаправщик | типа АТЗ-8,5 на базе КАМАЗ43253-69. Номинальный объем цистерны 8,5 м3. | 1 |
| Снегоплавильная машина | типа УМС-М1000 | 1 |
| Автобус вахтовый | типа НЕФАЗ-4208-34 (28 мест) | 1 |
| Дизельные электростанции (площадки и трассы строительства) | типа АД-30-Т400-Р | 1 |
| Дизельные электростанции (временная стройбаза Подрядчика) | типа АД-200-Т400-Р | 2 |

Примечания. В организационно-технологической документации (в том числе в ППР) допускается уточнение характеристик, числа ведущих и комплектующих строительных машин с учетом фактического парка машин подрядной организации (генеральной подрядной организации) и принятого режима их работы на строительной площадке (трассе), если это не противоречит утвержденным организационно-технологическим решениям в составе ПОС.

### 4.6.10. Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

В связи с отсутствием автоматического управления запорной арматуры на крановой площадке линейного объекта и учитывая минимальное увеличение нормативной численности персонала (расчет численности представлен в разделе 8 тома 5.7.1.1), рекомендуется обслуживание дополнительных линейных объектов осуществлять - оператором по добыче нефти и газа (раздел 8 тома 5.7.1.1), а также существующим

персоналом службы добычи и переработки газа за счет использования современных методов организации труда, совмещения профессий и расширения зон обслуживания, что соответствует нормативным документам.

На основании выполненных расчетов и проработок и в соответствии с принятыми решениями по организации эксплуатации объектов, дополнительная численность персонала по обслуживанию линейных объектов, предусмотренных в составе данной проектной документации, не предусматривается.

### 4.6.11. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации представлен в разделе 9 тома 5.7.1.1

### 4.6.12. Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

В связи с отсутствием предмета автоматизации линейного объекта, решения в части автоматизации не предусматриваются.

### 4.6.13. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Газопровод-шлейф от КГС №26 входит в состав газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ. Работы по обслуживанию и ремонту газопровода-шлейфа выполняет линейно-эксплуатационная служба, участка добычи газа и газового конденсата, цеха добычи газа и газового конденсата в соответствии со следующими документами:

- Технологический регламент на эксплуатацию системы сбора газа, входящей в комплекс по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ, утв. Заместителем генерального директора по добыче ОАО "Ямал СПГ";
- Стандарт организации "Оценка опасности обнаруживаемых при техническом диагностировании дефектов и порядок назначения методов ремонта промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского ГКМ ОАО "ЯМАЛ СПГ", рег. № 100-СТО.1.0.23.491;
- Стандарт организации по производству ремонтно-восстановительных работ промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского ГКМ ОАО "ЯМАЛ СПГ", рег. № 10-СтО1.0.22.470;
- Положение о системе технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на объектах Южно-Тамбейского ГКМ ОАО "ЯМАЛ СПГ", Рег. 12-П-2.0.23.221;
- Положение по организации контроля воздуха рабочей зоны на опасных

производственных объектах ОАО "Ямал СПГ", рег. № 124-П.2.0.23.487.

Периодичность обслуживания ГСС (трубопроводов и арматуры) выполняется в соответствии Графиком ППР технологического оборудования Южно-Тамбейского ГКМ ЦДГ и ГК ОАО "Ямал СПГ", утв. Заместителем генерального директора по добыче ОАО "Ямал СПГ".

### 4.6.14. Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях (при необходимости)

Газопровод-шлейф от КГС №26 представляет собой эстакаду из отдельно стоящих опор (траверс), которые опираются на свайный фундамент из металлических буроопускных свай. Проектом предусматривается прокладка вновь проектируемого трубопровода по существующим опорам. В отдельных местах (компенсаторы, переходы через автодорогу) предусматривается установка дополнительных опор. В качестве опорных конструкций используются траверсы из металлических прокатных профилей, опирающиеся на оголовки буроопускных свай.

Конструктивные решения м/к и свайных оснований эстакад ГШ от КГС №26 запроектированы с учетом чрезвычайных ситуаций природного характера, а именно: сильных ветров, снегопадов, низких отрицательных температур наружного воздуха и т.п.

Природные факторы района размещения рассматриваемого объекта, способствующие возникновению аварийных ситуаций, а также геологические условия района, учтены при проектировании. Вероятность прочих опасных природных явлений не превышает принятых в расчетах запасов надежности. Природные воздействия учтены в расчетах достаточной степенью обеспеченности.

В проекте для конструкций эстакад при расчете и выборе строительных конструкций ветровые и снеговые нагрузки учтены с достаточным запасом прочности и надежности в соответствии с СП 20.13330.2016 "Нагрузки и воздействия". Элементы зданий и сооружений рассчитаны на восприятие ветровых и снеговых нагрузок и полностью удовлетворяют требованиям данного климатического района

В качестве мероприятий, обеспечивающие устойчивость сооружений, изготовление металлических конструкций запроектировано из сталей, рекомендованных для применения в районах с отрицательными температурами.

Под все сооружения производилось определение несущей способности свай согласно физико-механическим свойствам грунтов. Подбор габаритов, количество и глубина погружения свай в фундаментах принимается из расчета несущей способности свай, нагрузок, размеров фундаментов и инженерно-геологического строения площадки.

### 4.6.15. Конструктивные решения по газопроводу –шлейфу от КГС№26

Объектом проектирования является дополнительный газопровод-шлейф DN 300 от куста газовых скважин №26, протяженностью по пикетажу: **ПК 0+0,00 – ПК52+82,05** от куста

газовых скважин №26 до места объединения с газопроводом-шлейфом от КГС №45 в районе существующего кранового узла №12 (далее КУ 12) предназначенный для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин куста. При этом общая протяженность газопровода-шлейфа с учетом опусков, подъемов, поворотов и компенсаторов составляет около ~ 5780 метров.

Объектом проектирования является дополнительный газопровод-шлейф DN 400 от куста газовых скважин №26, протяженностью по пикетажу: **ПК 0+0,00 – ПК52+82,05** от куста газовых скважин №26 до места объединения с газопроводом-шлейфом от КГС №45 в районе существующего кранового узла №12 (далее КУ 12), предназначенный для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин куста. При этом общая протяженность газопровода-шлейфа с учетом опусков, подъемов, поворотов и компенсаторов составляет около ~ 5800 метров.

Данные газопроводы-шлейфы проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014, при отсутствии каких-либо требований, не указанных в ГОСТ Р 55990-2014, руководствоваться требованиями СП 284.1325800.2016, а также другими действующими нормативными документами со ссылкой на указанные НД.

Транспорт газоконденсатной смеси от вновь вводимых юрских скважин будет осуществляться по существующему газопроводу-шлейфу DN200, с аналогичной протяженностью.

Прокладка дополнительного газопровода-шлейфа DN300 обусловлена недостаточной пропускной способностью существующего газопровода-шлейфа DN200 от куста скважин №26 до кранового узла №12.

В связи с увеличением производительности куста и недостаточности пропускной способности существующего шлейф DN200 дополнительно прокладывается газопровода-шлейфа DN400 от куста скважин №26 до кранового узла №12.

Выбор способа прокладки газопроводов-шлейфов определялся, с одной стороны, необходимостью сохранения как можно более высоких температур газоконденсатной смеси на входе в УКПГ, с другой – зона со сложными геокриологическими условиями предопределила преимущественно надземный способ прокладки. Принимая во внимание, что газопровод-шлейф проходит по длине в различных мерзлотно-грунтовых условиях, проектной документацией предусматривается основная надземная прокладка на опорах, с размещением на них трубопроводов. Как и ранее запроектированы, построенные и действующие газопроводы-шлейфы.

Ввиду того, что ранее запроектированные газопроводы-шлейфы месторождения выполнены надземно, то и новые газопроводы-шлейфы DN300 и DN400 выполняется в надземной прокладке, теплоизолированными трубопроводами на низких опорах (эстакадах). Минимальная высота прокладки надземных трубопроводов от поверхности земли до низа трубопровода (изоляции) принята не менее 0,6 метров, максимальная – не

более 3,0 метров. Высота прокладки газопроводов над землей назначена из условия обеспечения вечномерзлого состояния грунта под опорами и газопроводом с учетом прогноза снегонакопления возле опор.

В томе 20.002.1-ИОС7.1.4 (Графическая часть) показаны общие планы и профиля трасс новых газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 с указанием сечений эстакад их прокладки и мест установки крановых узлов, охватывающие все характерные участки местности (естественные и искусственные преграды и т.п.). В томе 20.002.1-ИОС7.1.3 (Графическая часть) приведены схемы трубной обвязки и КИПиА дополнительного газопровода-шлейфа DN300 и DN400 от КГС №26 до кранового узла №12. В томе 20.002.1-ИОС7.1.5 представлены технологические схемы.

Прокладка проектируемых газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 выполняется надземно, на стальных опорах. При надземной прокладке трубопроводов, согласно п.9.5.1 ГОСТ 55990-2014, допускается параллельная прокладка нескольких трубопроводов-шлейфов на одних и тех же опорах (ригелях). В связи с чем, в соответствии с принципиальной схемой сбора газа прокладка газопроводов предусматривается на опорах, с размещением на одной опоре нескольких трубопроводов. Прокладка газопроводов-шлейфов от КГС №26 при параллельном следовании с существующими газопроводами-шлейфами (DN200 – существующий шлейф) предусматривается на свободном пространстве ригелей существующих опор, а также с возможным увеличением длины строительного ригеля, с использованием несущей способности существующих свай. В данном случае строительно-монтажные работы выполняются в стесненных условиях. Укладка газопроводов DN300 и DN400 выполняется на существующих опорах и с увеличением габаритов строительных опор с одной крайней стороны эстакады. При невозможности прокладки с использованием существующих строительных конструкций выполняются отдельно стоящие опоры, как пример под компенсаторы.

Все существующие строительные опоры были пересчитаны и проверены с учетом увеличения их длины м нагрузок (для укладки дополнительных газопроводов). Расчеты опор приведены в отчете НТС и в расчетном томе 20.002.1-КР2.4-РР2.

Расстояние в свету между трубопроводами, укладываемыми на общих опорах, на эстакаде совместно с действующими трубопроводами на расстоянии не менее 0,5 метра в свету, но не менее диаметра трубопровода с учетом толщины теплоизоляции, по всей протяженности трассы, включая участки переходов через водные преграды (отсутствует), оленьи переходы (отсутствует) и пересечения с автодорогами. Расстояние между существующим DN200 и новыми газопроводами-шлейфами DN300 и DN400 принята по осям не менее 0,9 метров, об этом указано в обосновывающем отчете, а также указано в графическом томе 5.7.1.4 в сечениях эстакады прокладки шлейфов.

На внешних концах опор прикреплены ограничители против соскальзывания труб. Сварные стыки трубопроводов выполняются на расстоянии не менее 0,5 м от опоры. Шаг опор принят по ранее построенному объекту.

При выборе трассы прокладки газопровода-шлейфа учитывались требования

раздела 7.2 и таблицы ГОСТ Р 55990-2014 к минимальным расстояниям от населенных пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей до трубопроводов проекта.

При прокладке надземного газопровода по проекту предусмотрены плавные изменения конфигурации трубопровода, углы подъема по профилю – не более 1…5º. Выполнение углов поворота трасс в плане предусмотрены отводами радиусом 5 DN или составными - отводами радиусом 5 DN и дополнительно - заводскими отводами холодной гибки. Применение отводов радиусом 5 DN обусловлено возможностью прохождения очистных и диагностирующих устройств, в случае установки устройств СОД. При этом в местах подключения к крановому узлу и кустовой площадки используются также отводы радиусом 1,5 DN.

Прокладка газопровода-шлейфа и ингибиторопровода (метанолопровода), согласно п.8.2 ГОСТ 55990-2014 (п.8.2 СП 284.1325800.2016), выполняется вне территории населенных пунктов, вахтовых жилых комплексов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов. Перечисленные объекты находятся от объектов проектирования на расстоянии, превышающем указанные в пункте 7.2 ГОСТ Р 55990-2014.

При назначении минимальных расстояний учитывались особенности объектов, такие как техническая характеристика трубопроводов (диаметр, рабочее давление и т.д.) и свойство транспортируемого продукта. Расчет минимального расстояние до предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей выполняется согласно требований ГОСТ Р 55990-2014 пункт 7.2.5 по формуле 7.1 с учетом того, что рабочее давление 22,3 МПа (для газопровода-шлейфа DN300) и 10 МПа (для газопровода-шлейфа DN400), а базисное минимальное расстояние принимается по таблице 6 ГОСТ 55990-2014.

**Таблица 4.8 - Результаты расчетов минимальных расстояний от оси газопровода-шлейфа от КГС №26 до объектов группы А-Д**

| Объекты, здания и сооружения (из таблицы 6 ГОСТ 55990-2014) | Минимальное расстояние от оси трубопровода, $L_{bas}$ , м (из таблицы 6 ГОСТ 55990-2014) | Минимальных расстояний от оси газопровода- шлейфа от КГС №26 до объектов группы А-Д (расчетное значение по формуле 7.1) |
|---|---|---|
| Группа А | 100 | 149,33 |
| Группа Б | 120 | 179,2 |
| Группа В | 75 | 112 |
| Группа Г | 30 | 44,8 |
| Группа Д | 50 | 74,66 |

Перечисленные объекты находятся от объектов проектирования на расстоянии, превышающем указанные в пункте 7.2 ГОСТ Р 55990-2014 и результатов выполненных расчетов табл.4.5а.

В связи с тем, что проектируемые газопроводы-шлейфы прокладываются надземно,

все пересечения с действующими коммуникациями (нефтепроводами, конденсатопроводами и другими трубопроводами, транспортирующими жидкие продукты) располагаются над ними, что не противоречит требованиям п.8.3 ГОСТ Р 55990-2014.

Использование многолетнемерзлых грунтов в качестве основания производится в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88 по I принципу с учетом мерзлотно-грунтовых условий, способа и конструктивного решения прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, прогноза локальных и общих изменений инженерно-геокриологических условий и свойств грунтов оснований и мероприятий по охране окружающей среды.

Все существующие трубопроводы, к которым будет предусмотрено подключение новых трубопроводов, построены в соответствии с нормами и разработанной технической документацией и в данный момент находятся в эксплуатации. Для возможности подключения к существующим трубопроводам разработаны технические условия, которые согласуются Заказчиком, а также выполняется обследования состояния существующих трубопроводов в местах выполнения врезок. Для возможности подключения ввиду разных толщин существующих и проектируемых трубопроводов применяются переходные кольца, рассчитанные на нужные технологические показатели.

Максимальное рабочее (технологическое) давление газа в дополнительном газопроводе-шлейфе DN300 от КГС №26 составляет 22,3 МПа и дополнительном газопроводе-шлейфе DN400 от КГС №26 составляет 10,0 МПа. В качестве ингибитора гидратообразования используется метанол. Распределение метанола по кустам скважин предусматривается по ингибиторопроводам DN 50 с рабочим давлением 22,5 МПа (Ррасч. = 25,0 МПа), прокладываемым параллельно газопроводам-шлейфам, с использованием их несущей способности, закрепленным поверх заводской изоляции газопровода. Метанолопровод существующий, он проложен по существующему газопроводу-шлейфу DN200. В данном проекте прокладка метанолопровода не предусматривается. Выполняется только подача метанола перед отсекающей арматурой в месте врезки в районе существующего кранового узла №12. Отбор метанола осуществляется от существующего метанолопровода.

Угол подхода (отхода) газопроводов-шлейфов к площадке куста газовых скважин принят не менее $60^0$. Газопроводы-шлейфы от КГС №26 к крановому узлу №12 не прокладывается вблизи кустов бурящихся и эксплуатируемых скважин.

Прокладка трубопроводов через автомобильные дороги осуществляется без вертикальных подъемов трубопроводов при помощи мостовых переходов или прокладки газопроводов-шлейфов в кожухе через тело насыпи автодорог.

Устройство мостов в местах пересечения надземных газопроводов с автомобильными дорогами, и прокладка газопроводов-шлейфов через тело насыпи автодорог выполняется в соответствии с обосновывающим отчетом (согласно положениям пункта 6 Статьи 15 Федерального Закона от 30.12.2009г. № 384–ФЗ на проектирование и строительство объекта "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа,

отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ. Дожимная компрессорная станция").

Участки газопровода-шлейфа, прокладываемые под мостовыми переходами и через тело насыпи (автодороги, оленьи переходы), предусматриваются в защитном футляре (кожухе) из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91, сталь Вст3сп. Диаметр кожуха определяется с учетом наружного диаметра изолируемого трубопровода и больше его не менее чем на 200 мм. Для газопроводов-шлейфов приняты следующие диаметры труб для кожухов: при диаметре изоляции не более 450 мм – 720х10 мм, при диаметре изоляции не более 560 мм – 820х10 мм.

Пересечения газопровода-шлейфа с мостовыми переходами отсутствуют.

По назначению все автомобильные дороги комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно – Тамбейского ГКМ относятся к III-в (промышленный транспорт) и IV-в категории. При этом дороги III-в категории по своим основным параметрам (интенсивность движения, ширина полосы, уклоны откосов и др.) приравниваются к дорогам общего пользования категории IV, а автодороги IV-в категории классифицируются как подъездные внутрипромысловые дороги.

Расстояние по горизонтали в свету от автодороги до газопровода-шлейфа при их возможной параллельной прокладке в зависимости от категории дороги принято не менее 20 - 25 метров, данное значение соответствует требованиям ГОСТ Р 55990-2014 таблица 6 группа Л.

Концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи. Концы футляров выведены на расстояние 25 м от бровки земляного полотна автомобильной дороги, но не менее 2 м от подошвы насыпи (п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Расстояние от верха кожуха до верха дорожного покрытия принимается не менее 1,4 м (п.9.3 ГОСТ Р 55990-2014). С обеих сторон футляр закрывают манжетой, герметизирующей диэлектрической. Положение трубопровода в защитном футляре зафиксировано опорно-центрирующими устройствами с диэлектрическим покрытием обеспечивающими сохранность изоляционного покрытия труб по всей длине перехода согласно СП284.1325800.2016. Протаскивание трубопровода в кожухе осуществляется с помощью устройств опорно-защитных роликовых (УОЗР), которые предохраняют изоляционное покрытие от повреждения при установке трубопровода и уменьшают тяговое усилие при протаскивании трубопровода. На одном из концов защитного футляра предусмотрена вытяжная свеча высотой не менее 5 м от уровня земли и на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автомобильной дороги.

Угол пересечения трубопровода с автомобильными дорогами не менее 60°. Ведомость пересечений автодорог газопроводом-шлейфом от куста газовых скважин №26 приведена в таблице 4.9.

**Таблица 4.9 – Ведомость пересечений автодорог с газопроводом-шлейфом от КГС №26**

| Наименование трассы газопровода-шлейфа | Газопровод-шлейф DN / Dнар, мм | Автодороги | |
|---|---|---|---|
| | | Наименование автодороги | Ориентировочные пикеты автодороги в местах пересечения газопроводами-шлейфами |
| Газопровод-шлейф DN300 от КГС №26<br>Газопровод-шлейф DN400 от КГС №26 | 300 / 450<br>400 / 560 | Дорога автомобильная подъездная к КГС№26 | ПК 28+08, – ПК 28+27,92 |
| Газопровод-шлейф DN300 от КГС №26<br>Газопровод-шлейф DN400 от КГС №26 | 300 / 450<br>400 / 560 | Дорога автомобильная подъездная к объектам Обского СПГ | ПК 40+06,67 – ПК 40+29,71 |

При прокладке трасса газопровода-шлейфа от КГС№26 пересекает болота I и II типа. Прокладка через них выполняется надземно на опорах, как и вся трасса газопровода. Прокладка через них выполняется в основном прямолинейно, в местах поворотов трассы применяются отводы радиусом 5DN, как и для всех трасс газопроводов, допускающим пропуск ВТУ. Надземная прокладка на болотах выполняется в соответствии с требованиями раздела 9.5 ГОСТ 55990-2014. По данным инженерно-геологических изысканий болота III типа на территории проектирования газосборной сети отсутствуют.

Пересечение с водными преградами (реками, озерами и т.д.) отсутствует. Прокладка выполняется над временно обводненными территориям.

Угол пересечения ВЛ с надземными и наземными газопроводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, трубопроводами сжиженных углеводородных газов, аммиакопроводами, а также с пассажирскими канатными дорогами рекомендуется принимать близким к 90°. Провода ВЛ располагаются над надземными газопроводами, и в местах их пересечения выполняются защитные ограждения от возможного падения кабельных коммуникаций. Защита от падения согласно ПУЭ табл. 2.5.39 (п.2 при пересечении) располагается на расстоянии не менее высоты опоры или в стеснённых условиях не менее 3 метров от основания ВЛ.

Места пересечения газопроводов с линиями электропередач до 10 кВ включительно в соответствии с требованиями п.п. 2.5.280; 2.5.286 ПУЭ защищаются ограждениями, исключающими попадание проводов на трубопровод, как при их обрыве, так и необорванных проводов при падении опор, ограничивающих пролет пересечения. Ограждения рассчитаны на нагрузки от воздействия проводов или опор ВЛ и на термическую стойкость при протекании токов КЗ. Ограждения выступают по обе стороны пересечения на расстояние, равное высоте опоры. Угол пересечения ВЛ с надземными

газопроводами в соответствии с требованиями п. 2.5.279 ПУЭ принимается близким к 90°. Расстояние от запорной арматуры и продувочных свечей до вдольтрассовых ВЛ 10 кВ в соответствии с ПУЭ п.2.5.278 принято не менее 1,5 высоты опоры ЛЭП. Значение минимального расстояния от продувочных свечей принимается – 20 м.

Вытяжные свечи с футляров (при пересечении автодорог и ВЛ) располагаются согласно ПУЭ табл. 2.5.39 (п.2 при пересечении) на расстоянии не менее высоты опоры или в стеснённых условиях не менее 3 метров от основания ВЛ.

Ведомость пересечений проектируемого газопровода с существующими кабельными линиями и ВЛ представлена в таблице 4.10.

**Таблица 4.10 – Ведомость пересечений проектируемых газопроводов-шлейфов от КГС №26 с существующими кабельными линиями и ВЛ**

| Наименование коммуникации | Пикетаж | Тип пересечения |
|---|---|---|
| Временная ВЛ 6 (10) кВ | ПК 27+79,88 | Надземный |
| ВЛ 10 кВ "ЛК-26" | ПК 27+93,35 | Надземный |

Пересечения с другими действующими коммуникациями осуществляется под углом не менее $60^0$. При взаимном пересечении газопроводов-шлейфов расстояние между ними в свету принято не менее 350 мм. Пересечение с существующими коммуникациями осуществляется надземно.

Пересечение с существующими подземными коммуникациями отсутствуют.

Ведомость пересечений проектируемых газопроводов-лупингов с существующими коммуникациями представлена в таблице 4.11.

**Таблица 4.11 – Ведомость пересечения проектируемых газопроводов-шлейфов от КГС №26 с существующими наземных и надземных коммуникаций**

| Наименование коммуникации | Пикетаж | Тип пересечения |
|---|---|---|
| Кабель ВОЛС | ПК 29+80,42 (DN400)<br>ПК52+72,19 (DN400) | Надземный |
| Газопровод-шлейф от куста №26 DN200 (сущ.) | ПК 27+40 (DN300)<br>ПК 29+80,42 (DN400)<br>ПК 39+25,94 (DN300)<br>ПК 40+97,3 (DN300)<br>ПК52+72,19 (DN400)<br>ПК52+81,73 (DN300) | Надземный |

В местах пересечения надземными трубопроводами на путях миграции крупных животных – используются ранее предусмотренные переходы. Для трассы газопровода-шлейфа от КГС№26 такие пересечения отсутствуют.

Проектируемые газопроводы-шлейфы от КГС № 26 на всей протяженности трассы располагаются в третьей и пятой подзонах приаэродромной территории аэродрома гражданской авиации Сабетта, установленных Приказом Федерального Агентства

Воздушного Транспорта Министерства Транспорта Российской Федерации от 18 мая 2023 года №315-17 "Об установлении приаэродромной территории аэродрома гражданской авиации Сабетта". Высота проектируемых зданий и сооружений (Эстакада газопровода-шлейфа от КГС №26) составляет: от 2,5 до 4 метров (до верха кабельной трассы – верхняя точка). В пятой подзоне располагается только трасса проложенного газопровода - трубопровод, в данной подзоне отсутствуют источники утечек газа в атмосферу, такие как фланцевые соединения, арматуры, свечи рассеивания и пр.

Внешние границы первой и второй подзон приаэродромной территории аэродрома находятся на значительном удалении от зон поражения техногенных аварий (более 1,3 км). Таким образом, установленные ограничения соблюдены.

В соответствии п. 2в Правил выделения на приаэродромной территории подзон, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 2 декабря 2017 г. № 1460 при установлении третьей подзоны приаэродромной территории устанавливаются ограничения использования объектов недвижимости и осуществления деятельности: запрещается размещать объекты, высота которых превышает ограничения, установленные уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченный федеральный орган) при установлении соответствующей приаэродромной территории.

В соответствии с п.12.5 Приказа Федерального агентства воздушного транспорта от 18.05.2023 №315-П "Об установлении приаэродромной территории аэродрома гражданской авиации Сабетта" (Зарегистрирован 10.07.2023 № 74190) допускается размещать опасный производственный объект при их соответствии требованиям, установленным в пункте 3 таблицы перечня ограничений.

Расчет поражающих факторов представлен в приложениях А и Г данного тома. Требования п. 3 Приказа Министерства Транспорта РФ от 18.05.2023 № 315-П выполняются: расчетные значения – 44, 45 и 46 метра. Абсолютные отметки верха газопровода на участке в пределах 5-й подзоны не превышают 16 метра в Балтийской системе высот 1977 г. Ограничения по высоте в секторе 5-й пятой подзоны в соответствии с Приказом – 64 метра в Балтийской системе высот, т. е. в нашем случае зона поражения в Балтийской системе высот 46 + 16 = 62 метра менее допустимой – 64 метра. Результаты расчетов приведены в томе 12.4.1. Расчет поражающих факторов приведен в приложении А к тому 5.7.1.1. Изложенные решения также приведены в Обосновывающем отчете согласно положениям пункта 6 Статьи 15 Федерального Закона от 30.12.2009г. № 384–ФЗ "Технический регламент о требованиях безопасности зданий и сооружений" при проектировании и строительстве кустовых площадок №30, №39, №40 объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ".

**Размещение арматуры**

Для обеспечения безопасности и охраны окружающей среды расстановка запорной арматуры по трассе предусматривается с учетом требований п 9.2 ГОСТ Р 55990-2014.

Все существующие трубопроводы, к которым будет предусмотрено подключение новых трубопроводов, построены в соответствии с нормами и разработанной технической документацией и в данный момент находятся в эксплуатации. Для возможности подключения к существующим трубопроводам разработаны технические условия, которые согласуются Заказчиком, а также выполняется обследования состояния существующих трубопроводов в местах выполнения врезок.

Для возможности выполнения огневых работ при подключении газопровода-шлейфа последующих этапов строительства (без сброса газа в газопроводе-шлейфе первых этапов строительства) за краном со стороны перспективного подключения предусмотрена продувочная свеча Ду 50 высотой не менее 5 м от уровня земли. В случае попадания в зону радиусом 15 м обслуживающей площадки – высота продувочной свечи - не менее 3 м от уровня обслуживающей площадки.

Учитывая, что вновь проектируемые газопроводы-шлейфы от куста газовых скважин №26, по своим характеристикам не относятся к трубопроводам, указанным в пункте 9.2.1 в ГОСТ Р 55990-2014, проектом не предусмотрена установка запорной арматуры, на переходах газопровода-шлейфа через водные преграды. Пересечения с водными преградами по трассе шлейфа – отсутствуют.

Учитывая, что новые газопроводы-шлейфы от куста газовых скважин №26 повторяет трассу существующего газопровода от куста газовых скважин №26, установка арматуры на шлейфах выполняется соответствующая. Устанавливаются краны шаровые и задвижки с ручным управлением, для подачи метанола, соответственно только на крановых узлах. Газопровод-шлейф в своей протяженности не превышает 15 км, дополнительная арматура не предусматривается.

Арматура устанавливается на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию.

Обслуживание арматуры выполняется с площадок обслуживания – металлических, с просечно-вытяжным настилом, для исключения скопления снега и мусора. Площадки обслуживания выполнены выше уровня земли на высоте не менее 700 мм. Управление арматурой также выполняется с площадок обслуживания. Высота штурвала арматуры находится на высоте не выше 1,6 метров от верха площадки обслуживания. Решение отражены в томе 5.7.1.4 лист 4. Арматура располагается в районе существующего кранового узла №12 вне затопляемого участка. К данному узлу существуют отсыпанный подъезд для автомобильного транспорта. К узлам управления запорной арматуры обеспечен беспрепятственный доступ работников эксплуатации, то есть выполнен подъезд (существующий), площадки обслуживания снабжены лестницами. Решение отражены в

томе 5.7.1.4 лист 1. Все изложенные решения соответствуют требованиям ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом от 15 декабря 2020 года N 534.

Для возможности подъезда к местам установки крановых узлов используются автодороги к кустам скважин.

Арматура, устанавливаемая в районе существующего кранового узла №12, позволяет при необходимости отключить газопроводы-шлейфы от куста №26 и ингибиторопровод от основной коммуникации. В крановом узле №12, для нового подключения предусмотрена и запроектирована свеча для возможности выполнения огневых работ при подключении газопровода-шлейфа последующих этапов строительства (без сброса газа в газопроводе-шлейфе первых этапов строительства) за краном со стороны подключения предусмотрена продувочная свеча Ду 50, высотой не менее 5 м от уровня земли. В случае попадания в зону радиусом 15 м обслуживающей площадки – высота продувочной свечи - не менее 3 м от уровня обслуживающей площадки. Свеча размещается в 15 метрах от запорной арматуры согласно п.9.2.5 ГОСТ 55990-2014.

В местах подключения одного газопровода-шлейфа и ингибиторопровода к другому (разветвление газосборной сети, ответвления от проектируемых, для будущих подключений) устанавливаются краны шаровые и задвижки с ручным управлением соответственно, предусматривается подача ингибитора перед запорной арматурой. Арматура на ответвлениях устанавливается на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию. Данные крановые узлы ограждены.

Проектом предлагается применение оборудования, запорно-регулирующей арматуры, трубной продукции, сертифицированных в установленном порядке, разрешенных к применению в соответствии с требованиями Административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, зарегистрированному Министерством юстиции РФ под № 11363 от 19.03.2008.

Выбор арматуры выполнен на основании номенклатурных каталогов российских заводов-изготовителей трубопроводной арматуры с учетом расчетного давления, свойств и расчетной температуры транспортируемой среды, свойств материалов, отрицательной температуры окружающего воздуха. Арматура принята стальная в северном (хладостойком) исполнении ХЛ1 (по ГОСТ 15150-69), герметичность затвора – класс "А" по ГОСТ 9544-2015. Арматура принята равнопроходной для возможности прохождения поршня (очистного, диагностического и т.д.). Арматура соответствует диаметру газопровода-шлейфа и ингибиторопровода, и выбрана на давление ближайшее большее из условного ряда, для газопроводов: DN300 – 25 МПа, DN400 – 10 МПа, для ингибиторопроводов – 25 МПа. Расчетный срок эксплуатации арматуры указан в ее паспортах и определяется количеством срабатываний.

**Надземная прокладка**

Надземная прокладка газопроводов-шлейфов и ингибиторопровода (метанолопровода) выполняется в соответствии с требованиями раздела 9 ГОСТ Р 55990-2014. Прокладка выполняется на металлических строительных конструкциях по свайному основанию.

Минимальная высота прокладки надземного газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 от поверхности грунта до низа трубопровода принята не менее 0,6 метров с учетом сохранения грунтов основания в мерзлом состоянии. Сохранность грунтов основания также достигается за счет принятой в проекте теплоизоляции, толщиной не менее 60 мм. Места свободного прохода людей отсутствуют.

При прокладке надземных газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 по проекту предусмотрены плавные изменения конфигурации трубопровода, углы подъема по профилю – не более 1…5º. Выполнение углов поворота трасс в плане предусмотрены отводами радиусом 5 DN или составными - отводами радиусом 5 DN и дополнительно - заводскими отводами холодной гибки. Применение отводов радиусом 5 DN обусловлено возможностью прохождением очистных и диагностирующих устройств.

Для надземных газопроводов-шлейфов DN300 и DN400 применяются трубы и детали трубопроводов в заводской теплоизоляции из пенополиуретана, с защитным покрытием из оцинкованного или алюминиевого листа. В противопожарных целях предусмотрены противопожарные пояса длиной 0,5 м с шагом не более 24 м, матами из минеральной ваты толщиной 65 - 90 мм с покровным слоем листами из алюминия и алюминиевых сплавов δ=0,5 мм или оцинкованными листами той же толщины.

В соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 для защиты от воздействия атмосферной коррозии наружная поверхность неизолированных стальных трубопроводов (метанол) окрашивается антикоррозионным покрытием:

- наружные поверхности неизолированных трубопроводов покрываются полиуретановой эмалью ПОЛИТОН-УР одним слоем, акрил-уретановой эмалью ПОЛИТОН-УР(УФ) одним слоем по грунтовке ЦИНОТАН в один слой;

Возможно применение других лакокрасочных материалов, которые должны соответствовать группе IV (эпоксидные, полиуретановые, полимочевинные и др.) СП 28.13330.2017.

Выбор типа антикоррозионного покрытия выполняется с учетом степени коррозионной активности атмосферы С5 (в соответствии с положениями СП 28.13330.2017, ГОСТ 9.104-2018 и документа Компании 3300-E-000-MC-SPE-23101-00-D). Нанесение ЛКП должно выполняться по грунтовкам с толщиной слоя от 60 мкм до 240 мкм. Общая толщина антикоррозионного покрытия (в зависимости от выбранной лакокрасочной системы) – от 240 мкм до 320 мкм.

Окраска трубопроводов может осуществляться как в трассовых условиях, так и в

заводских после приварки пластин для заземления. На месте после монтажа производится окраска сварных швов.

Лакокрасочные и антикоррозионные покрытия трубопроводов обладают необходимой термостойкостью при максимально возможных расчетных температурах.

Цветовое оформление трубопроводов выполняется согласно ГОСТ 14202-69.

Подготовка поверхностей перед нанесением покрытия, подготовка лакокрасочных материалов, нанесение покрытия производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 9.402, СП 28.13330.2017 и технической документации на материалы разработчика. Минимальная степень подготовки поверхности – Sa 2 ½.

Для проведения работ по толщинометрии на отводах, тройниках в теплоизоляции предусмотрены съемные "окна" (заделка листов из алюминия и алюминиевых сплавов толщиной 0,5 мм) размером 200х200 мм.

Компенсация продольных перемещений надземных газопроводов осуществляется Z, Г и П-образными компенсаторами. В виду того, что новые газопроводы-шлейфы от КГС №26 укладываются на существующие опоры, параллельно действующим газопроводам (крайним на эстакаде), то его прокладка повторяет трассы существующих газопроводов включая все углы поворотов, положение компенсаторов и неподвижных опор. П-образные компенсаторы, как и неподвижные опоры, устанавливаются с максимальным шагом 150 - 160 метров. Для газопровода-шлейфа DN300 вылет компенсатора – 8 ÷ 10 метров, ширина полки – 4 ÷ 6 метров. Для газопровода-шлейфа DN400 вылет компенсатора – 9 ÷ 11 метров, ширина полки – 8 ÷ 10 метров. Выбор шага установки П-образных компенсаторов и скользящих опор для газопроводов-шлейфов выполнен на основании существующего положения опор и проверен расчетами прочности и жесткости трубопроводов с использованием программы "Старт" (разработана ООО НТП "Трубопровод", г. Москва, лицензия № 925). Все описанные решения соответствуют ранее выполненной прокладке.

При этом все описанные решения соответствуют ранее выполненной прокладке (существующим газопроводам), то есть соответствует положению ранее разработанным техническим решениям. Все компенсационные мероприятия соответствуют ранее разработанным решениям и подтверждены расчетами данного проекта.

При выполнении расчета учтены температурные удлинения, местные деформации, избыточное давление, распределенные и сосредоточенные силы, действующие вертикально вниз, кратковременные нагрузки (нагрузки от ветра, снега, обледенения и т. д.). Кратковременные нагрузки учтены в расчете рабочего и холодного состояния трубопровода. Эти нагрузки заданы дополнительно в узлах и на участках.

Результаты расчетов компенсаторов и длины пролета представлены в таблице 4.12, схема компенсатора – на рисунке 4.1.

**Таблица 4.12 – Результаты расчета компенсаторов и длины пролета**

| Д x S, мм | Пролет, м | | Компенсатор | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Средний | Крайний | $L_1$=$L_2$ , м | Н (вылет), м | В (полка), м |
| 325x20 | 9 | 6 | 80 | 9 | 8 |
| 426x24 | 12 | 6 | 80 | 10 | 10 |

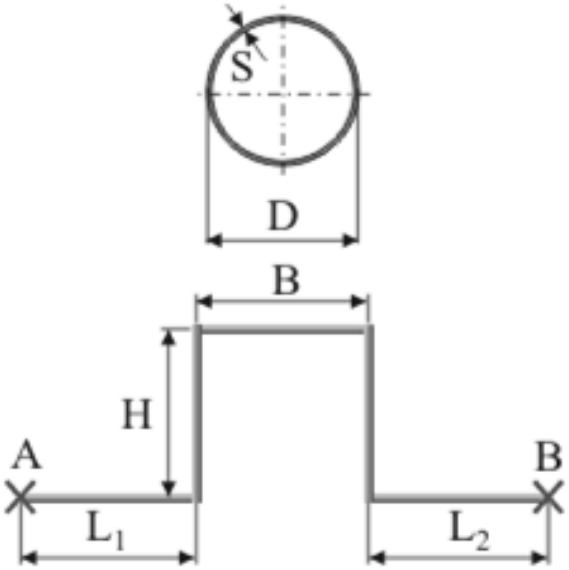


**Рисунок 4.1 – Схема компенсатора**

При прокладке газопровода-шлейфа предусмотрены плавные изменения конфигурации трубопровода, углы подъема по профилю – не более 1…3º. Выполнение углов поворота трасс на плане предусмотрены отводами радиусом 5 Ду.

Металлические эстакады для газопроводов-шлейфов через каждые 200 - 250 м, а также в начале и в конце электрически соединены с проложенными по ним металлическими трубопроводами и заземлены. Заземление выполняется в местах установки неподвижных опор.

Для опирания газопроводов-шлейфов на строительную опору предусмотрены скользящие хомутовые опоры, устанавливаемые непосредственно на оцинкованную оболочку заводской теплоизоляции. Неподвижные опоры предусмотрены заводского изготовления с учетом допускаемых вертикальных и осевых нагрузок. Указанные опоры при монтаже привариваются к строительной опоре сплошным швом. Монтаж трубопроводов следует начинать от неподвижных опор в сторону компенсаторов. Замыкающий стык не должен выполняться на концах патрубков неподвижных опор. Для опирания газопровода-шлейфа на строительную опору на наклонных участках профиля предусмотрены скользящие опоры свободно-подвижные. Опоры выполняются из негорючих материалов. Конструкции опор представлены на рисунках 4.3, 4.4, 4.5.

Устойчивость газопровода-шлейфа на металлических опорах на свайном основании - эстакадах обеспечивается установкой трубопровода на опорах с закреплением его с

помощью неподвижных опор. Устойчивость трубопровода в продольном направлении, от перемещения трубопровода от изменения температуры, воздействия внутреннего давления обеспечивается за счет ширины опорной части строительной конструкции, том 4.2.4. В качестве наиболее протяженного участка для выполнения расчетов по перемещению трубных узлов принят участок в пикетах ПК9+15,88 – ПК10+75,82, между неподвижных опор для газопровода-шлейфа DN300. Схема расчета приведена далее.

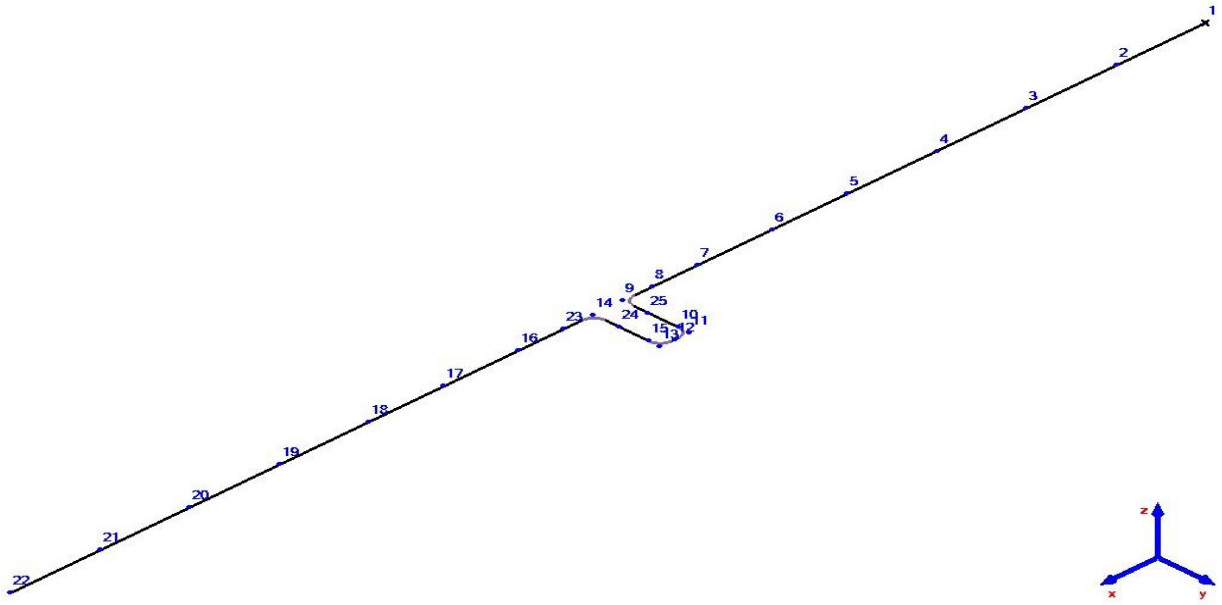


**Рисунок 4.2 – Расчетная схема из программы СТАРТ**

Результаты расчета перемещений узлов газопровода-шлейфа от КГС №26 представлены в таблице 4.13.

**Таблица 4.13- Перемещений узлов газопровода-шлейфа от КГС №26**

| Узел | Изделие | Перемещение (глобальн. оси), (мм) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | X | Y | Z |
| 1 | Опора мертвая. | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Опора скользящая | 14.31 | 0.08 | 0 |
| 3 | Опора скользящая | 28.64 | 0.65 | 0 |
| 4 | Опора скользящая | 42.9 | 0.39 | 0 |
| 5 | Опора скользящая | 57.37 | 7.09 | 0 |
| 6 | Опора скользящая | 69.36 | 21.73 | 0 |
| 7 | Опора скользящая | 81.37 | 27.99 | 0 |
| 8 | Опора скользящая | 88.59 | 9.09 | 0 |
| 9 | Отвод гнутый | 91.4 | 16.59 | 1.51 |
| 10 | Опора скользящая | 6.88 | 35.41 | 0 |
| 11 | Отвод гнутый | 2.24 | 37.14 | 0.23 |
| 12 | Спинка компенсатора | 0 | 43.29 | 0.79 |
| 13 | Отвод гнутый | 0.79 | 41.57 | 0.67 |
| 14 | Отвод гнутый | 83.27 | 26.46 | 1.36 |
| 15 | Опора скользящая | 6.88 | 35.41 | 0 |
| 16 | Опора скользящая | 81.37 | 27.99 | 0 |
| 17 | Опора скользящая | 69.36 | 21.73 | 0 |
| 18 | Опора скользящая | 57.37 | 7.09 | 0 |

| Узел | Изделие | Перемещение (глобальн. оси), (мм) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | X | Y | Z |
| 19 | Опора скользящая | 42.99 | 0.39 | 0 |
| 20 | Опора скользящая | 28.64 | 0.65 | 0 |
| 21 | Опора скользящая | 14.31 | 0.08 | 0 |
| 22 | Опора мертвая. | 0 | 0 | 0 |
| 23 | Опора скользящая | 88.59 | 9.09 | 0 |
| 24 | Опора скользящая | 51.97 | 30.58 | 0 |
| 25 | Опора скользящая | 51.97 | 30.58 | 0 |

Продольное перемещение не превышает более 100, что с учетом ширины опорной части и габаритов конструкции опор, представленных ниже не позволит сбросить трубопровод с опоры в продольном направлении. Устойчивое положение трубопровода на опорах в вертикальном направлении обеспечивается стабильным положением строительных конструкций на свайном основании. Решение об устойчивости строительных конструкций изложены в томе 20.002.1-КР2.4-РР1.

Неподвижные опоры также устанавливаются в местах подключения к существующему крановому узлу №12 и кустовой площадки №2, для исключения влияния продольных перемещений и усилий от газопровода, примыкающего к узлу и площадки куста (п.9.1.13 ГОСТ 55990-2014).

Для опирания газопровода-шлейфа на строительную опору на наклонных участках профиля предусмотрены скользящие хомутовые опоры производства ЗАО НПСК "Металлостройконструкция", г. Нижний Новгород или аналогичные.

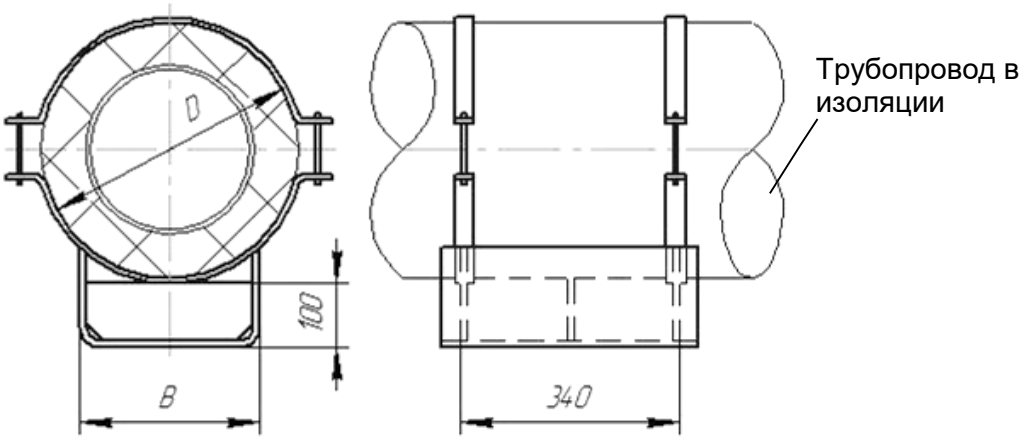


**Рисунок 4.3 – Скользящая хомутовая опора**

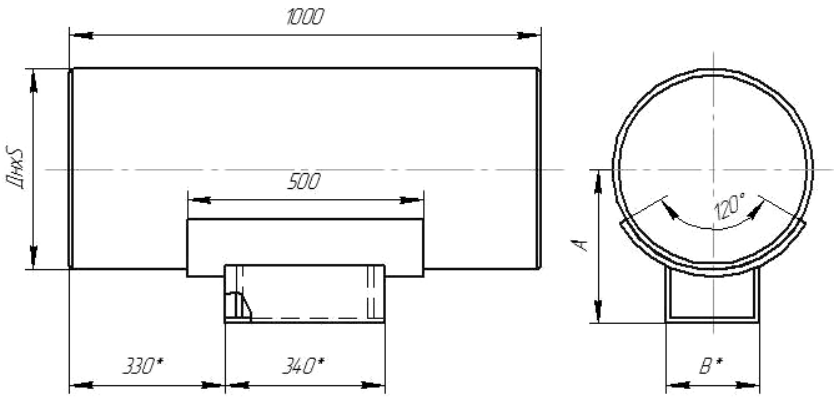


**Рисунок 4.4 – Опора неподвижная**

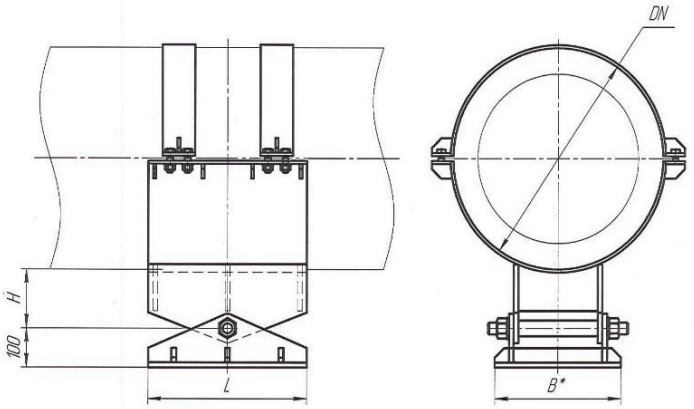


**Рисунок 4.5 – Опора на наклонных участках профиля**

На трубопроводах в местах установки арматуры предусматриваются при невозможности обслуживания арматуры с земли стационарные площадки обслуживания. Конструкции площадок выполняют из несгораемые материалов, исключающих скопление на них мусора и снега. Конструкции площадок обслуживания обеспечивают свободный доступ ко всем точкам запорной арматуры для ее периодического обслуживания.

**Промысловые трубопроводы**

На основании параметров технологических сред, предусматривается применение труб стальных бесшовных и соединительных деталей российских трубопрокатных заводов по техническим условиям, отвечающим требованиям эксплуатации в северной строительно-климатической зоне района строительства.

Проектом предусматривается применения бесшовных труб, не исключая возможности по согласованию с Заказчиком применения труб и деталей согласно разделу 14 ГОСТ 55990-2014. Бесшовные трубы должны изготавливаться из непрерывнолитой, литой, кованой или катаной заготовки низколегированных спокойных сталей и подвергаются контролю неразрушающими методами.

Материал труб и соединительных деталей в соответствии требованиями действующих нормативных документов принят с учетом расчетной температуры района

строительства определенной согласно СНиП 23-01-99*, и рассчитан на экстремальные температуры до минус 60 ºС при транспортировке, хранении и эксплуатации. За минимальную температуру стенки трубопровода принята абсолютная минимальная температура окружающего воздуха данного района – минус 50 ºС.

Трубы и детали трубопроводов должны быть испытаны на ударную вязкость. Значение ударной вязкости согласно п.14.1.7 ГОСТ 55990-2014 принимается при минимальной температуре минус 60°С и должна удовлетворять требованием действующим нормативным документам. Проектом приняты ударные вязкости материалов трубы и деталей согласно таблиц №21, №22 СП 36.13330.2012 "Магистральные трубопроводы". Величина ударной вязкости основного металла соединительных деталей должна соответствовать требованиям таблицы №22 СП 36.13330.2012 - на образцах KCU при температуре минус 60°С не менее 29 Дж/см$^2$. А трубопроводов таблицы №21 и №22 СП 36.13330.2012 - на образцах KCU при температуре минус 60°С не менее 29 Дж/см$^2$ и на образцах KCV при температуре минус 60°С не менее 25 Дж/см$^2$.

Прочие характеристики труб и соединительных деталей должны соответствовать требованиям раздела 14.1 ГОСТ Р 55990-2014 "Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования".

Механические свойства монтажных сварных швов должны быть не ниже, чем тела трубы.

Учитывая влияние коррозии на материал трубопроводов, для газопровода-шлейфа DN 300 и DN400 принят материал труб и соединительных деталей повышенной коррозионной стойкости – сталь 13ГФА или другая коррозионностойкая сталь с классом прочности К54 (Временное сопротивление разрыву – 539,2 МПа; Предел текучести – 392,4 МПа; Относительное удлинение - 20%). Трубы бесшовные предусматриваются по типу ТУ 14-3-1618-89 или другие соответствующие условиям эксплуатации.

Для ингибиторопроводов (метанолопроводов) - материал труб и соединительных деталей - низколегированная сталь 09Г2С класса прочности К48 (Временное сопротивление разрыву – 470 МПа; Предел текучести – 265 МПа; Относительное удлинение - 21%). Трубы бесшовные предусматриваются по типу ТУ 14-3Р-1128-2007 или другие соответствующие условиям эксплуатации.

Класс прочности деталей должен быть не ниже класса прочности присоединяемых труб. Соединительные детали:

- отводы гнутые по типу ТУ 1469-013-13799654-2008, ТУ 1469-515-25784132-2009, ГОСТ 22793-83 или аналоги;
- отводы крутоизогнутые, тройники и переходы по типу ТУ 1400-001-62226329-2012 или аналоги.

Соединительные детали (кроме отводов холодногнутых и вставок кривых) должны испытываться на заводе-изготовителе гидравлическим способом, давлением, равным 1,3

рабочего давления для деталей, монтируемых на участках категорий С, и 1,5 рабочего давления - для деталей участков категории В.

Технические устройства (трубы, изделия и материалы) задействованные (применяемые) на объекте должны соответствовать требованиям № 116-ФЗ от 21.071997 и № 184-ФЗ от 27.12.2002.

Расчет толщин стенок труб промысловых стальных трубопроводов производится в соответствии с п. 12.2. ГОСТ Р 55990-2014 в зависимости от категории трубопроводов и их участков. За рабочее давление в газопроводе-шлейфе DN300 принято расчетное давление Ррасч=Ррраб.=22,3 МПа, в газопроводе-шлейфе DN400 принято расчетное давление Ррасч=Ррраб.=10,0 МПа, ингибиторопроводов (метанолопровод) Ррасч=25 МПа, Ррраб.=22,5 МПа.

Расчетная толщина стенки трубы должна удовлетворять условию: максимально допустимое испытательное давление в нижней точке участка не превышает заводское испытательное давление.

Толщина стенки трубопроводов, определяемая по пределу прочности, рассчитывается формуле (12.5) ГОСТ Р 55990-2014:

$$\mathrm{tu} = \frac{\gamma f p \times \mathrm{p} \times \mathrm{D}}{2 \times \mathrm{Ru}}$$

Толщина стенки трубопроводов, определяемая по пределу текучести, рассчитывается формуле (12.6) ГОСТ Р 55990-2014:

$$\mathrm{tн} = \frac{\gamma f p \times \mathrm{p} \times \mathrm{D}}{2 \times \mathrm{R}y}$$

Значение расчетного сопротивления $\mathrm{R}u$ вычисляется по формуле (12.1) ГОСТ Р 55990-2014:

$$\mathrm{Ru} = \frac{\gamma \mathrm{d} \times \sigma \mathrm{u}}{\gamma \mathrm{mu} \times \gamma \mathrm{n}}$$

Значение расчетного сопротивления $\mathrm{Ry}$ вычисляется по формуле (12.2) ГОСТ Р 55990-2014:

$$\mathrm{Ry} = \frac{\gamma \mathrm{d} \times \sigma \mathrm{u}}{\gamma \mathrm{my} \times \gamma \mathrm{n}}$$

Нормативные сопротивления $\sigma \mathrm{u}$ и $\sigma \mathrm{y}$ принимаются равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления и пределу текучести по техническим условиям на изготовление труб.

Расчетная толщина стенки трубы td определяется по формуле (12.4) ГОСТ Р 55990-2014:

td = max {tu; ty}

К толщине стенки td прибавляется прибавка на коррозию С1 (мм) и минусовой допуск на изготовление С2, принимаемый в соответствии с техническими условиями на изготовление труб, по формуле:

– если С2 задан в %:

$$t1 = \frac{t + C1}{100 - C2} \times 100$$

– если С2 задан в мм:

$$t1 = t + C1 + C2$$

Значение t1 округляется до ближайшего большего значения толщины стенки, предусмотренным соответствующим сортаментом на трубы (S1).

Числовые значения всех величин результаты расчета и выбранные толщины представлены в сводной таблице.

Смонтированный трубопровод должен быть испытан на прочность и герметичность. Величина испытательного давления в зависимости от типа трубопровода выбирается в соответствии с табл. 21 ГОСТ Р 55990-2014. Коэффициент превышения испытательного давления над рабочим (нормативным) kисп и величина давления гидроиспытания Рисп представлены в сводной таблице 4.12.

Величина давления гидравлического испытания трубопровода Рисп не должна превышать величины заводского давления гидравлического испытания Рзав, рассчитанного по формуле (1) ГОСТ 3845-2017*:

- для бесшовных труб диаметром до 550 мм (325 мм):

$$Рзав = \frac{2 \times s \times R}{De - s}$$

- для сварных труб диаметром 530 мм и более:

$$Рзав = \frac{2 \times s \times R}{De - 2s}$$

где, R - допускаемое напряжение в стенке трубы при испытании, принимаемое kR от нормативного сопротивления материала по пределу текучести Ryn;

s – минимальная толщина стенки трубы с учетом минусового допуска, определяемая по формуле:

- если С2 задан в %:

$$s = S1 - \frac{S1 \times C2}{100}$$

- если С2 задан в мм:

$$s = S1 - C2$$

В случае, если величина Рисп превышает значения Рзав, выполняется пересчет толщины стенки исходя из обеспечения заданного допускаемого напряжения при испытании R=kR x Ryn. Расчет толщины стенки выполняется по формуле (1) ГОСТ 3845-2017* при Рзав равном Рисп:

- для бесшовных труб диаметром до 550 мм:

$$tги = \frac{Рисп \times De}{2 \times R + Рисп}$$

- для сварных труб диаметром 530 мм и более:

$$\text{tги} = \frac{\text{Рисп} \times \text{De}}{2 \times (\text{R} + \text{Рисп})}$$

Толщина стенки t2 рассчитывается с учетом прибавки на коррозию С1 и минусового допуска на изготовление С2, принимаемого в соответствии с техническими условиями на изготовление труб, по формуле:

- если С2 задан в %:

$$\text{t2} = \frac{\text{tги} + \text{C1}}{100 - \text{C2}} \times 100$$

- если С2 задан в мм:

$$\text{t2} = \text{tги} + \text{C1} + \text{C2}$$

Значение t2 округляется до ближайшего большего значения толщины стенки, предусмотренным соответствующим сортаментом на трубы (S).

На основании результатов расчета в качестве номинальной толщины стенки трубы взято ближайшее большее значение толщины стенки по техническим условиям на трубы (с учетом предельных отклонений по толщине стенки и величины заводского испытательного давления), составлен сортамент труб, приведенный в таблице 4.15.

В таблице 4.15 приведены результаты расчетов отбраковочной (критической) толщины стенки трубопроводов. Отбраковочная толщина стенки трубопровода принята минимальной согласно расчетной толщине (расчет согласно разделу 12.2 ГОСТ Р 55990-2014).

Учитывая, что скорость падения давления значительно превышает скорость коррозии, а также применение стали 13ГФА - повышенной коррозионной стойкости для труб и соединительных деталей, дополнительное увеличение толщины стенки трубы для учета компенсации коррозионно-эрозионного износа не требуется.

Учитывая требование изменения №1 к СП284.1325800.2016 к п.10.4.1, при пересечении газопроводами автомобильных дорог выполнить условия в части увеличения толщины стенки трубопровода на 25% от расчетной. Расчетами данное условие учтено. И принятая по результатам расчетов одна толщина стенки трубопровода для всего газопровода шлейфа.

**Таблица 4.14 - Исходные данные для расчета толщины стенки труб для газопроводов-шлейфов ГОСТ Р 55990-2014)**

| Диаметр трубы, мм | Среда | Категория | Материал | Рраб., МПа | Коэффициенты | | | | | Временное сопротивление, $R_{un}$, МПа | Предел текучести, $R_{yn}$, МПа |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | надежности по нагрузке, $\gamma_{fp}$ | условий работы трубопровода, $\gamma_d$ | надежности по материалу | | надежности по ответственности трубопровода, $\gamma_n$ | | |
| | | | | | | | $\gamma_{mu}$ | $\gamma_{my}$ | | | |
| 57 | Мета-нол | В | 09Г2С (К48) | 22,5 | 1,15 | 0,637 | 1,4 | 1,15 | 1,1 | 470 | 265 |
| 57 | Газ на свечу | С | 09Г2С (К48) | 22,3 | 1,1 | 0,767 | 1,4 | 1,15 | 1,1 | 470 | 265 |
| 325 | Газ | С | 13ГФА (К54) | 22,3 | 1,1 | 0,767 | 1,4 | 1,15 | 1,1 | 539,2 | 392,4 |

| Диаметр трубы, мм | Среда | Категория | Материал | Рраб., МПа | Коэффициенты | | | | | Временное сопротивление, $R_{un}$, МПа | Предел текучести, $R_{yn}$, МПа |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | надежности по нагрузке, $\gamma_{fp}$ | условий работы трубопровода, $\gamma_d$ | надежности по материалу | | надежности по ответственности трубопровода, $\gamma_n$ | | |
| | | | | | | | $\gamma_{mu}$ | $\gamma_{my}$ | | | |
| 426 | Газ | С | 13ГФА (К54) | 10,0 | 1,1 | 0,767 | 1,4 | 1,15 | 1,1 | 539,2 | 392,4 |

**Таблица 4.15 - Результаты расчета толщины стенки труб для газопроводов-шлейфов ГОСТ Р 55990-2014)**

| Диаметр трубы, мм | Среда | Категория | Материал | Рраб., МПа | Давление испытания, МПа | Заводское Риспыт., МПа (13ГФА - 0,85$\sigma_т$ 09Г2С - 0,8$\sigma_т$) | Отбраковочная (минимально расчетная) толщина, мм | Расчетная толщина стенки с учетом увеличение толщины на 25%, мм | Толщина стенки трубы, мм | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | Расчетная (с учетом минусового опуска) | Принятая |
| 57 | Метанол | В | 09Г2С (К48) | 22,5 | 31,25 (1,25 хРраб) 33,8 (1,5 хРраб) | 59,4 | 5,5 | - | 6,6 | 7 |
| 57 | Газ на свечу | С | 09Г2С (К48) | 22,3 | 27,9 (1,25 хРраб) | 59,4 | 4,4 | - | 5,4 | 7 |
| 325 | Газ | С | 13ГФА (К54) | 22,3 | 27,9 (1,25 хРраб) | 43,7 | 16,8 | 21 | 19,3 | 20 (22) |
| 426 | Газ | С | 13ГФА (К54) | 10,0 | 12,5 (1,25 хРраб) | 37,5 | 9,8 | 16,3 | 12,8 | 24 |

П р и м е ч а н и е: Отбраковочная толщина стенки трубопровода принята минимальной, согласно расчетной толщины (расчета на прочность) с учетом того, что трубопровод при данной толщине имеет давление испытания (по ГОСТ 3845) выше давления испытания 1,5хРраб. (по ГОСТ 55990-2014).

В таблице 4.13 приведены результаты расчетов отбраковочной (критической) толщины стенки трубопроводов. Отбраковочная толщина стенки трубопровода принята минимальной согласно расчетной толщины (расчета согласно разделу 12.2.1 ГОСТ Р 55990-2014).

Основная толщина стенки трубы газопровода шлейфа DN300 от КГС№26 - 325х20 мм из стали 13ГФА (К54). В местах пересечения автомобильных дорог применяется труба 325х22 мм (с учетом увеличения толщины стенки на 25%) из стали 13ГФА (К54). Для газопровода-шлейфа DN400 от КГС №26, для трубы 426 мм из стали 13ГФА (К54) толщина стенки принята больше, чем расчетная, на основании письма Заказчика от 19.09.2024 №МР-20-1541-Н. Что гарантировано обеспечит продолжительную работу газопровода-шлейфа DN400.

Учитывая установленный срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов для кустовых площадок, для газопровода-шлейфа принят такой же срок службы безопасной

эксплуатации - не менее 20 лет. По истечению указанного срока службы трубопроводов и его элементов проводится продление срока в установленном порядке. Принимая во внимание принятую скорость коррозии - 0,1 мм/год и принятого срока службы безопасной эксплуатации не менее 20 лет, общая коррозия для трубопроводов составит не менее 2,0 мм. Учитывая, что метанол не оказывает коррозионного действия на металл трубопровода, общая скорость коррозии принята не менее 1 мм или 0,05 мм/год с учетом срока службы не менее 20 лет.

Исходя из этого в таблице 4.16 приведен результат расчета срока службы трубопроводов с учетом отбраковочной толщины.

До ввода построенных газопроводов-шлейфов в эксплуатацию выполняется техническое диагностирование действующих газопроводов-шлейфов, расположенных на одной эстакаде со вновь построенными.

Для проведения работ по толщинометрии на отводах и тройниках в теплоизоляции предусмотрены съемные "окна" (заделка выполнена листами из алюминия или алюминиевых сплавов толщиной 0,5 мм) размером 200х200 мм.

**Таблица 4.16 - Исходные данные и результаты расчета срока службы трубопроводов**

| Диаметр трубы, мм | Среда | Категория | Материал | Отбраковочная (критическая) толщина, мм | Толщина стенки трубы, мм | Расчетный срок службы с учетом отбраковочной толщины и скорости коррозии, год | Принятый срок службы, год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 57 | Метанол | В | 09Г2С (К48) | 5,5 | 7 | (7-5,5)/0,05 = 30 | 20 |
| 57 | Газ на свечу | С | 09Г2С (К48) | 4,4 | 7 | (7-4,4)/0,1 = 26 | 20 |
| 325 | Газ | С | 13ГФА (К54) | 16,8 | 20 | (20-16,8)/0,1 = 32 | 20 |
| 426 | Газ | С | 13ГФА (К54) | 9.8 | 24 | (24-9.8)/0,1 =142 | 20 |

Возможно применение труб по другим техническим условиям, по своим характеристикам отвечающим всем требованиям нормативно технической документации (НТД) для промысловых трубопроводов, с классом прочности не ниже указанных.

Сборка, сварка, испытание и приемка в эксплуатацию промысловых трубопроводов должны производиться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 011-88, ВСН 012-88, ВСН 478-86.

Контроль и объем контроля сварных соединений газопроводов и метанолопроводов должен назначаться и проводиться в соответствии с требованиями ВСН 012-88 п.5.24, СП 284.1325800.2016 п.19.8 и предусматривается в объеме 100% радиографическим методом. Контроль специальных сварных соединений: гарантийных, захлестов, разнотолщиных труб, деталей газопроводов, запорной арматуры, дополнительно включает в

себя дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Газопровод-шлейф от куста скважин №26 подвергается предпусковой внутритрубной или иной приборной диагностике (п. 890 ФНиП в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"), запуск осуществляется с территории существующей площадке куста, прием выполняется на площадке СПГ.

Все элементы газопровода-шлейфа выполнены равнопроходными.

При необходимости проведения работ по внутритрубной диагностике привлекается специализированная организация, имеющей лицензию на проведение данного вида работ и с помощью инвентарных средств пуска и приема запускается снаряда дефектоскопа (поршня).

Способы и этапность испытания на прочность участков трубопроводов приняты согласно таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014.

Учитывая, что рабочее давление газопроводов и ингибиторопроводов превышает 11,8 МПа, предусматривается проведение испытаний на прочность и герметичность только гидравлическим способом (п. 13.1 ГОСТ Р 55990-2014).

Перед началом продувки газом или воздухом, гидравлическом испытании трубопровода и удаления воды воздухом должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ (таблица 4.17), согласно п.902 и п.903 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ № 534 от 15.12.2020). Также при проведении испытаний должны быть предусмотрены места для безопасного удаления жидкости из трубопровода и ее утилизации.

**Таблица 4.17 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов**

| Диаметр трубопровода, мм | Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см$^2$ в обе стороны от оси трубопровода, м | Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см$^2$ в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м |
|---|---|---|
| 325, 426 | 100 | 1200 |

Зоны безопасности при продувках трубопровода DN300 (325 мм) и DN400 (426мм):

- Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода – 60 м;
- Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня - 800 м;
- Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода – 150 м.

С целью упрощения СМР, требуемые для особо ответственных участков

предварительные этапы испытаний участков трубопроводов возможно объединить в один общий этап испытаний трубопроводы категории "С" на основании п.8 Примечаний к табл.21 ГОСТ Р 55990-2014 “Промысловые трубопроводы” для газопроводов-шлейфов. В связи с чем, газопровод-шлейф испытывается на прочность на всём протяжении на давление 1.25хРраб в течение не менее 12-ти часов.

Метанолопровод (ингибиторопровод) испытывается на прочность на всем протяжении, гидравлическим способом. Учитывая, что метанолопровод (ингибиторопровод), согласно решениям проекта, используется в районе крановых узлов (существующий крановый узел №12) ему назначается - категория "В", испытывается в два этапа в соответствии с требованиями табл.21 ГОСТ Р 55990-2014. Первый этап испытаний выполняется давление 1,5хРраб в течение не менее 6-ти часов. Второй этап испытания проводится после завершения монтаже всего трубопровода. Второй этап выполняется давление 1,25хРраб в течение не менее 12-ти часов согласно табл.21 ГОСТ Р 55990-2014. Участки испытаний категории "В" имеют границы согласно табл.21 ГОСТ Р 55990-2014, для водных преград - это участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) с учетом по пойме реки по ГВВ 10% обеспеченности, для крановых узлов – примыкающие участки длиной 250 метров, в районе подходов к кустовым площадкам – не менее 150 метров от площадки кустов скважин.

После испытания на прочность проводится проверка трубопроводов на герметичность рабочим давлением в течение не менее 12-ти часов. Применённые трубы и соединительные детали способны выдерживать указанные давления.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

Для проведения гидравлических испытаний вода доставляется из системы водоснабжения площадки Южно-Тамбейском ГКМ в передвижных емкостях. Максимальный объем воды для проведения испытаний газопровода-шлейфа и метанолопровода составляет 650 - 670 м$^3$. Газопроводы-шлейфы DN300 и DN400 не испытываются одновременно, поочередно, для обеспечения большей безопасности.

После очистки полости трубопроводов вода собирается в те же передвижные емкости и транспортируется, в случае необходимости, на следующие участки для проведения испытаний или отвозится на утилизацию промстоков.

Отбор воды и прием стоков после гидроиспытаний осуществляется от сооружений, действующих на Южно-Тамбейском ГКМ.

На период проведения работ по очистке полости и испытанию трубопроводов устанавливается охранная зона, за пределы которой до начала работ выводятся люди и техника, а также выставляются посты. Охранная зона назначается согласно требованиям

п.903 "Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" таблице № 2 приложения № 7 в зависимости от диаметра трубы и давления гидроиспытания.

Все подготовительные и организационные работы и мероприятия по выполнения испытаний и опорожнение трубопроводов должны быть отражены в документации подрядной организации и в инструкциях на проведения испытаний.

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность газопровода-шлейфа от КГС №26 и метанолопровода осуществляется комплексное опробование. Заполнение газопровода-шлейфа от КГС №26 и метанолопровода транспортируемой средой, и его работа после заполнения в течение 72 часов согласно п.108 ФНиП в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ №534.

Комплексным опробованием промыслового трубопровода и метанолопровода считается заполнение транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов. До выполнения опробования трубопроводов должны быть проведены пуско-наладочные работы после проведения индивидуальных испытаний и их приемки.

Комплексное опробование выполняется с целью проверки, регулировки, выявления возможных дефектов и обеспечения совместной взаимосвязанной работы системы и оборудования на холостом ходу с последующим переводом системы на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый режим работы.

Комплексное опробование осуществляется эксплуатационным персоналом заказчика с участием инженерно-технических работников генерального подрядчика и субподрядных монтажных организаций. До начала проведения пусконаладочных работ и работ по комплексному опробованию эксплуатирующая организация должна быть укомплектована аттестованными работниками соответствующей квалификации в соответствии со штатным расписанием.

Рабочие места к началу ввода промысловых трубопроводов в эксплуатацию должны быть укомплектованы необходимой документацией, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

Вновь построенный трубопровод или замененные участки должны приниматься в эксплуатацию только после оформления исполнителем строительных работ документов, удостоверяющих соответствие выполнения строительно-монтажных работ проектной документации.

Объем и порядок выполнения работ по комплексному опробованию узлов и оборудования, количество необходимого эксплуатационного персонала, топливо-энергетических ресурсов, материалов, сырья определяются отраслевыми правилами приемки объектов в эксплуатацию.

План мероприятий по заполнению и комплексному опробованию трубопроводов

должен соответствовать действующей нормативной документации, а также включать:

- подготовительные организационные мероприятия, инструктаж персонала;
- проверка готовности всех систем, обеспечивающих безопасную работу трубопровода;
- демонтаж заглушек, устанавливаемых на период проведения испытаний;
- проверка комплектности и положения запорной арматуры на трубопроводе;
- заполнение метанолопровода и плавный подъем давления до рабочего давления, установленного проектом (22,5 МПа);
- пуск скважин куста соответствующего газопровода-шлейфа;
- заполнение промыслового трубопровода добываемым газом. При этом должно быть обеспечено вытеснение воздуха из внутренней полости трубопровода до концентрации кислорода в газо-воздушной смеси – не более 1 % (объемн.). Контроль концентрации кислорода осуществляется путем периодического отбора проб или переносным газоанализатором;
- плавный подъем давления с 0,1 МПа до рабочего давления в газопроводе-шлейфе, установленного проектом;
- вывод шлейфа на рабочий режим до достижения проектной температуры потока газа на входе в площадку УКПГ. Вывод шлейфа на рабочий режим осуществляется производительностью не менее 30 % от проектной производительности шлейфа со сжиганием газа на горизонтальном факельном устройстве УКПГ в соответствии с внутренним планом работ предприятия, который утверждается эксплуатирующей организацией. При этом должен быть обеспечен контроль за состоянием устройств и осмотр трассы трубопровода;
- по окончании опробования трубопровода, в случае отсутствия дефектов и неполадок, оформляется акт выполненных работ для дальнейшей приемки промыслового трубопровода в эксплуатацию. Трубопровод переводится на режим работы на УКПГ.

Ответственность за соблюдение техники безопасности, обеспечение взрыво-пожаробезопасности несет эксплуатирующая организация и другие участники работ.

При сдаче оконченного строительством промыслового трубопровода исполнитель работ предоставляет заказчику исполнительно-техническую документацию.

Промысловый трубопровод может быть принят в эксплуатацию только после проведения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов, систем связи, очистки внутренней полости, проведения проверки на прочность и герметичность, а также удаления испытательной среды.

По окончании строительства на трубопровод оформляется паспорт, который заполняется лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию, которое назначается приказом эксплуатирующей организации.

Эксплуатация промыслового трубопровода должна выполняться согласно технологическому регламенту. Технологический регламент разрабатывается до ввода в

эксплуатации, утверждается эксплуатирующей организацией и содержит нормы технологического режима, а также положения по безопасному пуску и эксплуатации промысловых трубопроводов.

Сроки проведения ревизии газопровода-шлейфа устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов, с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже, чем 1 раз в 8 лет (п. 959 ФНиП в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"). Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов следует проводить не позже, чем через один год после начала эксплуатации. Ревизии нефтегазосборных трубопроводов должны проводиться в соответствии с графиком, разработанным эксплуатирующей организацией.

В соответствии с требованиями СН 459–74, ширина полосы земель, отводимых в краткосрочную аренду на период строительства газопроводов-шлейфов DN 150÷400, на землях, где должно проводится снятие и восстановление плодородного слоя, составляет 32 м.

Направление рекультивации – природоохранное.

На этапе биологической рекультивации производится внесение сложно-смешанных минеральных удобрений: доломитовой муки (2 т/га), нитроаммофоски (0,3 т/га) с последующим посевом многолетних трав (0,12 т/га). В прибрежных зонах рек, ручьев и болот минеральные удобрения не применяются.

Размеры охранных зон и порядок производства в этих зонах любого вида работ определены Правилами охраны магистральных трубопроводов, Госгортехнадзор России, 1992 г. и ВСН 51-1-80.

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) определены следующие охранные зоны:

- вдоль трасс эстакад - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 метрах от оси трубопровода с каждой стороны от осей крайних трубопроводов;
- вдоль надземных переходов эстакадами водных преград – в виде участка от водной поверхности до балочного перехода пространства, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 метров с каждой стороны.

### 4.7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

На проектируемом объекте принят необходимый уровень механизации, связанный с

выполнением грузоподъемных операций при ремонтных работах для монтажа, демонтажа и обслуживания технологического оборудования и трубопроводной арматуры массой более 30 кг, размещенного в блочно-модульных установках и на открытых площадках.

В виду того, что на площадках кустов №30 и №40 предусматривается установка зданий блочно-контейнерного исполнения, в них предусматривается использования грузоподъемного оборудования, необходимого для извлечения насосов, арматуры, трубных узлов для их ремонта или замене. Грузоподъемность устройств выбрано из расчета максимального веса изделия, оборудования подлежащего перемещению внутри контейнера.

На открытой площадке предполагается использование передвижных средств механизации для выполнения монтажных и демонтажных работ (по ремонту и обслуживанию). Для применения передвижного подъемного оборудования, способного обслуживать трубные узлы, арматуру и поворотные заглушки большого диаметра, предусматриваются соответствующие пути доступа и возможности подъезда.

Подъемно-транспортное оборудование подобрано в зависимости от габаритов и массы демонтируемого оборудования, а также с учетом номенклатуры выпускаемого заводами подъемно-транспортного оборудования. Предусматривается, что демонтаж будет производиться либо оборудования в целом, либо составными узлами. Грузоподъемность кранов и талей выбрана с учетом грузозахватных приспособлений по максимальной массе, ожидаемой в процессе обслуживания и ремонта оборудования (п.4.6 ГОСТ 12.3.009-76).

## 5. Описание автоматизированных систем производственных объектов

14.1 Объектами автоматизации в данном проекте являются 29 скважин, приведенные в таблице 1.3, а также дополнительная обвязка коллекторов на кустах №7, 26, 30, 44, 46. Технические решения рассмотрены для одной скважины для каждого из пластов, для остальных скважин решения аналогичны, с заменой тэгов для оборудования и КИП. Для газовых скважин (пласт $ПК_1$) рассмотрена скважина №11 куста №2, для газоконденсатных скважин (пласт ТП-ХМ) рассмотрена скважина №4 куста №26, для газоконденсатных скважин №171 куста №30 и №175 куста №40 (пласт ЮЯ) обвязка рассмотрена на примере скважины №171 куста №30, для газоконденсатных скважин Ю261…Ю2611 куста №26 и
14.2 Ю301…Ю304, Ю3010 куста №30 обвязка рассмотрена на примере скважины Ю261 куста №26.

### 5.1 Описание обвязки газовой скважины №11 (ПК1) куста №2 и газоконденсатной скважины №4 (ТП-ХМ) куста №26.

В обвязке каждой скважины предусмотрен арматурный блок, являющийся изделием полной заводской готовности. Элементы арматурного блока, требующие обогрева, размещаются в электрообогреваемых шкафах. В комплекте каждого арматурного блока поставляются:

- термометры и манометры WIKA или аналоги;
- ультразвуковой расходомер Daniel JuniorSonic или аналог;
- датчики избыточного давления EJX 530A, датчики температуры Rosemount 644 или аналоги;
- регулирующий клапан RZD Mokveld с электроприводом Rotork (или аналог), во взрывозащищенном исполнении, для автоматической стабилизации расхода природного газа на скважине;
- шаровые краны с электроприводом Auma (или аналог) во взрывозащищенном исполнении для перекрытия трубопровода природного газа при аварийных ситуациях на скважине или на площадке куста в целом;
- клапан-отсекатель, настраиваемый на срабатывание при аварийном понижении давления в трубопроводе природного газа.

В обвязке каждой скважины предусмотрена система регулируемой подачи ингибитора СРПИ 100-2 серии РУСТ (2 канала), размещаемая в защитном шкафу с термоизоляцией, электрическим обогревом ~220 В, во взрывозащищенном исполнении, для дистанционной и ручной подачи метанола на скважину. Каждый канал ввода включает:

- манометры WIKA или аналог;
- датчик перепада давления EJX 110A (или аналог) на фильтре, служащий сигнализатором засоренности фильтрующего элемента, во взрывозащищенном

(искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;

- расходомер Kobold (или аналог), обеспечивающий контроль заданного расхода ингибитора, во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;
- клапан регулирующий РУСТ 410-2, обеспечивающий автоматическое поддержание заданного расхода ингибитора с помощью электрического привода Schiebel или аналог.

Предполагаемые к применению средства КИПиА и регулирующие устройства сертифицированы, устойчивы к воздействию температуры окружающей среды (с учетом дополнительно применяемых средств теплоизоляции и обогрева). Оборудование КИПиА конструктивно расположено в составе единого конструктивного модуля и в границах поставки блока (системы) имеет необходимые инженерные коммуникации.

С целью обеспечения надежной эксплуатации газовых скважин в проекте реализуется полная автоматизация работы скважин без постоянного присутствия обслуживающего персонала с дальнейшей интеграцией в существующую систему управления и безопасности (ИСУБ), позволяющей, в том числе, дистанционно регулировать работу каждой скважины.

Оперативный дистанционный контроль работы эксплуатационных скважин производится с помощью передачи основных параметров работы скважин (давление, температура, расход) и сигналов об их отклонениях в блок-контейнер АСУ куста газовых скважин. На контроллерах информация обрабатывается и передаётся средствами ВОЛС на АРМы операторов, размещенные в здании центральной операторной.

В соответствии с принятой структурой оперативного управления, информация от "полевого" оборудования КИПиА передаётся в соответствующие блок-контейнеры АСУ кустов газовых скважин. На контроллерах информация обрабатывается и передаётся средствами ВОЛС в центральную операторную, где предусмотрены АРМы операторов.

Объёмы контроля и автоматизации для скважины 11 куста № 2, приведены на схемах трубной обвязки и КИПиА (20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ1.ГЧ л.1…л.3), для скважины 4 куста № 26 приведены на схемах трубной обвязки и КИПиА (20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ2.ГЧ л.1…л.3) и предусматривают:

***измерение параметров:***

- давление газа в затрубном пространстве фонтанной арматуры 0201-W-110, 2601-W-040;
- давление газа в межколонном пространстве фонтанной арматуры 0201-W-110, 2601-W-040;
- давление газа в трубопроводе от фонтанной арматуры до регулирующего органа в составе арматурного блока 0201-U-110, 2601-U-040;

- давление газа в трубопроводе от регулирующего органа в составе арматурного блока 0201-U-110, 2601-U-040 до кустового коллектора;
- перепад давления на фильтре по каждой линии дозирования в составе СРПИ 0220-U-110, 2620-U-040;
- температура газа в трубопроводе от фонтанной арматуры до регулирующего органа в составе арматурного блока 0201-U-110, 2601-U-040;
- температура газа в трубопроводе от регулирующего органа в составе арматурного блока 0201-U-110, 2601-U-040 до кустового коллектора;
- расход газа в трубопроводе от фонтанной арматуры скважин составе арматурного блока 0201-U-110, 2601-U-040;
- расход метанола по обеим линиям дозирования в составе СРПИ 0220-U-110, 2620-U-040;
- контроль выноса твердых частиц в трубопроводе от фонтанной арматуры скважин в составе арматурного блока 0201-U-110, 2601-U-040.

***регулирование параметров:***

- расход газа в трубопроводе от фонтанной арматуры скважин 0201-W-110, 2601-W-040;
- расход метанола по обеим линиям дозирования в составе СРПИ 0201-U-110, 2601-U-040.

***управление:***

- арматура для скважины 11 куста № 2: 0201-MOV-11511, 0201-MOV-11512, 0220-MOV-11514, 0220-MOV-11515 - открыть / закрыть;
- арматура для скважины 4 куста № 26: 2601-MOV-11511, 2601-MOV-04512, 2620-MOV-04514, 2620-MOV-04515.

### 5.2 Описание обвязки газовой скважины №171 (ЮЯ) куста №30.

В обвязке скважины предусмотрен арматурный блок, являющийся изделием полной заводской готовности. Элементы арматурного блока, требующие обогрева, размещаются в электрообогреваемых шкафах. В комплекте арматурного блока поставляются:

- термометры и манометры;
- ультразвуковой расходомер во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;
- датчики избыточного давления и температуры во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;
- регулирующий клапан с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, для автоматической стабилизации расхода природного газа на скважине;

– шаровые краны с электроприводом во взрывозащищенном исполнении для перекрытия трубопровода природного газа при аварийных ситуациях на скважине или на площадке куста в целом;

– клапан-отсекатель, настраиваемый на срабатывание при аварийном понижении давления в трубопроводе природного газа.

В обвязке скважины предусмотрен блок-бокс дозированной подачи:

– ингибитора парафинообразования и ингибитора коррозии в выкидную линию скважины №171;

– ингибитора парафинообразования и ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины №171;

– метанола в затрубное пространство скважины №171;

– метанола в арматурный блок 3001-U-120 перед регулятором;

Каждый канал ввода включает:

– датчик перепада давления на фильтре, служащий сигнализатором засоренности фильтрующего элемента, во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;

– расходомер, обеспечивающий контроль заданного расхода продукта во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;

– клапан регулирующий, обеспечивающий автоматическое поддержание заданного расхода продукта с помощью электрического привода.

Предполагаемые к применению средства КИПиА и регулирующие устройства сертифицированы, имеют разрешение на применение и устойчивы к воздействию температуры окружающей среды (с учетом дополнительно применяемых средств теплоизоляции и обогрева).

Оборудование КИПиА конструктивно расположено в составе единого конструктивного модуля и в границах поставки блока имеет необходимые инженерные коммуникации.

С целью обеспечения надежной эксплуатации газовой скважины в проекте реализуется полная автоматизация работы скважины без постоянного присутствия обслуживающего персонала с использованием существующей интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ), позволяющей, в том числе, дистанционно регулировать работу скважины.

В составе блок-бокса СРПИ предусмотрено САУ (UCP) комплектной поставки. САУ (UCP) комплектной поставки осуществляют передачу текущей информации о работе объекта и обобщенные сигналы аварии в ИСУБ по резервированной линии связи ВОЛС (протокол Modbus TCP/IP).

В соответствии с принятой структурой оперативного управления, информация от

"полевого" оборудования КИПиА в обвязке технологического оборудования 171 скважины передается с помощью унифицированных аналоговых и дискретных сигналов.

Оперативный дистанционный контроль работы эксплуатационной скважины производится с помощью передачи основных параметров работы скважины (давление, температура, расход) и сигналов об их отклонениях в существующий блок-контейнер АСУ куста газовых скважин №30 (существующие шкафы интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ) с учетом имеющегося резерва по каналам ввода-вывода. Системный Интегратор оценивает достаточность существующего резерва по каналам ввода-вывода, имеющихся в MER-430, в случае, если резерва модулей ввода-вывода недостаточно, предусматривает необходимую модернизацию/дополнение шкафов ИСУБ. На контроллерах информация обрабатывается и передаётся средствами ВОЛС на АРМы операторов, размещенные в здании центральной операторной.

Объём контроля и автоматизации скважины 171 куста №30, приведен на схемах трубной обвязки и КИПиА (20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ3.ГЧ л.1…л.5) и предусматривает:

***измерение параметров:***

- давление газа в трубопроводе от фонтанной арматуры до регулирующего органа в составе арматурного блока 3001-U-120;
- давление газа в трубопроводе от регулирующего органа в составе арматурного блока 3001-U-120 до кустового коллектора;
- температура газа в трубопроводе от фонтанной арматуры до регулирующего органа в составе арматурного блока 3001-U-120;
- температура газа в трубопроводе от регулирующего органа в составе арматурного блока 3001-U-120 до кустового коллектора;
- расход газа в трубопроводе от фонтанной арматуры скважины 171 в составе арматурного блока 3001-U-120;
- перепад давления на фильтрах по каждой линии дозирования в составе блок-бокса дозированной подачи смеси метанола и ингибитора коррозии 3020-U-120;
- температура ингибитора парафинообразования в емкости 3020-V-002 в составе блок-бокса 3020-U-120;
- температура ингибитора коррозии в емкости 3020-V-003 в составе блок-бокса 3020-U-120;
- расход метанола, ингибиторов парафинообразования и коррозии по всем линиям дозирования в составе блок-бокса 3020-U-120;
- расход ингибитора парафинообразования на входе в емкость 3020-V-002 в составе блок-бокса 3020-U-120;
- расход ингибитора коррозии на входе в емкость 3020-V-003 в составе блок-

бокса 3020-U-120;

- уровень ингибитора парафинообразования в емкости 3020-V-002 в составе блок-бокса 3020-U-120;
- уровень ингибитора коррозии в емкости 3020-V-003 в составе блок-бокса 3020-U-120;
- давление ингибитора коррозии на всасе и нагнетании насосов 3020-P-001A/B в составе блок-бокса 3020-U-120;
- давление смеси ингибиторов коррозии и парафинообразования на всасе и нагнетании насосов 3020-P-002A/B в составе блок-бокса 3020-U-120;
- давление метанола на всасе и нагнетании насосов 3020-P-003A/B в составе блок-бокса 3020-U-120;
- температура метанола на всасе насосов 3020-P-003A/B в составе блок-бокса 3020-U-120;
- расход ингибитора коррозии на всасе насосов 3020-P-002A/B в составе блок-бокса 3020-U-120;
- уровень метанола в дренажной емкости 3020-V-001;
- уровень в свечевом сепараторе 3060-V-001;
- уровень метанола в дренажной емкости 3060-V-002.

***регулирование параметров:***

- расход газа в трубопроводе от фонтанной арматуры скважины 171 в составе арматурного блока 3001-U-120;
- расход метанола, смеси ингибиторов парафинообразования и коррозии по всем линиям дозирования в составе блок-бокса 3020-U-120;
- регулирование давления на нагнетании насосов 3020-P-001A/B, 3020-P-002A/B, 3020-P-003A/B.

***управление:***

- краны 3001-MOV-12511, 3001-MOV-12512, 3001-MOV-12513, 3001-MOV-12514, 3001-MOV-12515, 3020-MOV-12015, 3020-MOV-12016A, B, 3020-MOV-12017A, B, 3020-MOV-16018, 3020-MOV-16019- открыть / закрыть.
- насосы 3020-P-001A/B, 3020-P-002A/B, 3020-P-003A/B - пуск / останов.

### 5.3 Описание обвязки газовой скважины Ю261 (ЮЯ) куста №26.

В обвязке скважины предусмотрен арматурный блок, являющийся изделием полной заводской готовности. Элементы арматурного блока, требующие обогрева, размещаются в электрообогреваемых шкафах. В комплекте арматурного блока поставляются:

- термометры и манометры;
- ультразвуковой расходомер во взрывозащищенном (искробезопасном)

исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;

- датчики избыточного давления и температуры во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;
- регулирующие клапаны с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, для автоматической стабилизации расхода природного газа на скважине; на линиях впрыска метанола и ингибитора парафиноотложения в арматурный блок;
- шаровые краны с электроприводом во взрывозащищенном исполнении для перекрытия трубопровода природного газа при аварийных ситуациях на скважине или на площадке куста в целом (в т.ч. автоматическое аварийное отключение скважины в случае повышения или понижения давления на выкидной линии скважины);
- клапан-отсекатель, настраиваемый на срабатывание при аварийном понижении давления в трубопроводе природного газа;
- массовые расходомеры во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART;
- датчик перепада давления на фильтре, служащий сигнализатором засоренности фильтрующего элемента, во взрывозащищенном (искробезопасном) исполнении, выходным сигналом 4…20 мА с цифровым сигналом на базе протокола HART.

Предполагаемые к применению средства КИПиА и регулирующие устройства сертифицированы, имеют разрешение на применение и устойчивы к воздействию температуры окружающей среды (с учетом дополнительно применяемых средств теплоизоляции и обогрева).

Оборудование КИПиА конструктивно расположено в составе единого конструктивного модуля и в границах поставки блока имеет необходимые инженерные коммуникации.

Оперативный дистанционный контроль работы эксплуатационных скважин производится с помощью передачи основных параметров работы скважин (давление, температура, расход) и сигналов об их отклонениях в блок-контейнер АСУ куста газовых скважин. На контроллерах информация обрабатывается и передаётся средствами ВОЛС на АРМы операторов, размещенные в здании центральной операторной.

С целью обеспечения надежной эксплуатации газоконденсатной скважины в проекте реализуется полная автоматизация работы скважины без постоянного присутствия обслуживающего персонала с использованием существующей интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ), позволяющей, в том числе, дистанционно

регулировать работу скважины.

Объём контроля и автоматизации скважины Ю261, приведен на схемах трубной обвязки и КИПиА (20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ2.ГЧ л.4, л.7 тома 5.7.1.3) и предусматривает:

***измерение параметров:***

- давление газа в затрубном пространстве фонтанной арматуры 2601-W-070;
- давление газа в межколонном пространстве фонтанной арматуры 2601-W-070;
- давление газа в трубопроводе от фонтанной арматуры до регулирующего органа в составе арматурного блока 2601-U-070;
- давление газа в трубопроводе от регулирующего органа в составе арматурного блока 2601-U-070 до кустового коллектора;
- температура газа в трубопроводе от фонтанной арматуры до регулирующего органа в составе арматурного блока 2601-U-070;
- температура газа в трубопроводе от регулирующего органа в составе арматурного блока 2601-U-070 до кустового коллектора;
- расход газа в трубопроводе от фонтанной арматуры скважины Ю261 в составе арматурного блока 2601-U-070;
- расход на линии дозированной подачи ингибитора парафиноотложения в составе арматурного блока 2601-U-070;
- расход на линии дозированной подачи метанола в составе арматурного блока 2601-U-070;
- перепад давления на фильтре на линии дозированной подачи метанола в составе арматурного блока 2601-U-070;
- давление газа в трубопроводе после арматурного блока до кустового коллектора;

***регулирование параметров:***

- расход газа в трубопроводе от фонтанной арматуры скважины Ю261 в составе арматурного блока 2601-U-070;
- расход на линии дозированной подачи ингибитора парафиноотложения в составе арматурного блока 2601-U-070;
- расход на линии дозированной подачи метанола в составе арматурного блока 2601-U-070;

***управление:***

- краны 2601-MOV-07511, 2601-MOV-07514, 2601-MOV-07515 - открыть / закрыть;
- электромагнитный клапан* 2620-MOV-07512 - открыть / закрыть (* - для скважин 266…2611 используется кран с электроприводом).

Обвязка скважин Ю261…Ю2611 куста №26 и скважин Ю301…Ю304 куста №30, не предусматривает наличие стационарного блок-бокса СРПИ и расходной емкости ингибитора парафиноотложений.

Подача ингибитора парафиноотложения выполняется от передвижного блок-бокса не входящего в объем проектирования.

### 5.4 Дополнительная обвязка кустов скважин

Для куста скважин №26 выполняется два дополнительных коллектора, приведенные на схемах трубной обвязки и КИПиА (20.002.1-ИОС7.1.3-ТХ2.ГЧ л.2 тома 5.7.1.3) и предусматривает:

***измерение параметров:***

- температура в коллекторе газа от скважин 1…5;
- давление в коллекторе газа от скважин 1…5;
- температура в коллекторе газа от скважин Ю265…Ю2611;
- давление в коллекторе газа от скважин Ю265…Ю2611.

***управление:***

кран на линии подачи метанола под ПК.

Для куста №7 предусматривается расключение существующего коллектора на два отдельных коллектора приведенные на схемах трубной обвязки и КИПиА (20.002.1-ИОС7.1.5-ТХ2.ГЧ л.1, л.2 тома 5.7.1.5) и предусматривает:

***измерение параметров:***

- температура в коллекторе газа от скважин 24…36;
- давление в коллекторе газа от скважин 24…36;
- давление в коллекторе газа от скважин 9,10,12…21.

***управление:***

кран на линии подачи метанола под ПК.

Для кустов скважин 30, 44, 46 предусматривается дополнительно:

***измерение параметров:***

- давление в коллекторе газа;

***управление:***

кран на линии подачи метанола под ПК.

Так же, в обвязке кустов скважин №44 и 46 предусмотрено дополнительное горизонтальное горелочное устройство (ГГУ), обеспечивающее розжиг в дистанционном (с блока управления) и ручном режиме (с блока розжига и контроля).

В комплект поставки ГГУ входят: термопары для контроля наличия пламени, блок управления, блок розжига и контроля. Передача данных от ГГУ куста осуществляется посредством интерфейсных кабелей RS-485 (протокол Modbus RTU) с блока управления.

Для полного понимания обновленных алгоритмов кустов скважин в составе данной проектной документации также справочно приведены схемы трубной обвязки и КИПиА и схемы причинно-следственных связей из других проектов (см. Приложение А, Приложение Б тома 5.7.1.5).

### 5.5 Технические средства контроля и автоматизации.

На нижнем уровне ИСУБ предусмотрены КИПиА, соответствующие требованиям взрывобезопасности и электробезопасности данного производства, а также соответствующие климатическим требованиям региона и месту размещения в пределах месторождения. При этом учитывается, что:

- технологические установки в помещениях классифицируются как взрывоопасные, с зонами класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (В-1а по ПУЭ гл. 7.3);
- наружные технологические установки, с газонаполненным оборудованием и аппаратами, зоны у наружных трубопроводов около запорной арматуры, свечных кранов и предохранительных клапанов, а также у фланцевых и резьбовых соединений в местах установки КИПиА на газопроводах классифицируется как взрывоопасные, класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 (класс В-1г по ПУЭ гл. 7.3);

На основании указанного, КИПиА, размещаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное (в основном искробезопасное) исполнение с токовым выходом 4…20 мА и одновременным цифровым сигналом на базе протокола HART (не ниже 7 версии).

Климатическое исполнение КИПиА определено в соответствии с требованиями ГОСТ15150-69*, при этом, для используемых в проекте приборов, систем, средств автоматизации и изделий принято климатическое исполнение “ХЛ” или “УХЛ”, категории, соответствующей месту размещения конкретного вида оборудования.

При необходимости размещения КИПиА на наружном оборудовании будут предусмотрены утепленные шкафы с электрообогревом, предназначенные для установки во взрывоопасных зонах.

Средства автоматизации, устанавливаемые на открытой площадке, имеют степень защиты не ниже IP65, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях (зданиях) - не ниже IP54, в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015.

Предусмотренные средства измерений внесены в Государственный реестр средств измерений и должны иметь:

- сертификат (или декларацию) соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования";
- сертификат об утверждении типа средств измерений, выданного Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии с описанием типа средства измерения (срок окончания действия не менее 12 месяцев от даты

поставки на склад Заказчика);

- сертификат соответствия, подтверждающего соответствие продукции требованиям качества и безопасности;
- сертификаты (декларации) соответствия требованиям технических регламентов таможенного союза ТР ТС 004/2011 (низковольтное оборудование), ТР ТС 020/2011 (электромагнитная совместимость);
- сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 825;
- свидетельство о первичной поверке, выданное Российским Центром стандартизации, метрологии и сертификации со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала от даты поставки датчика на склад Заказчика;
- технический паспорт, руководство по монтажу и эксплуатации на русском языке;
- сертификат надежности (для датчиков системы ПАЗ);
- утвержденную методику поверки.

***Датчики и преобразователи***

Для измерения избыточного давления и перепада давлений в аппаратах и трубопроводах предусматривается применение интеллектуальных датчиков серии EJX или аналог.

Для измерения температуры в аппаратах и трубопроводах предусматривается применение интеллектуальных преобразователей температуры Rosemount 644H или аналог.

Для измерения и сигнализации уровня в аппаратах и дренажных ёмкостях предусматривается применение волноводных радарных уровнемеров Rosemount серии 5300 или аналог, для сигнализации уровня - вибрационные сигнализаторы уровня VEGASWING 61 или аналог.

Для измерения расхода газов и жидкостей предусматривается применение вихревых расходомеров DYEWFLO или аналог, массовых расходомеров ROTAMASS или аналог, ультразвуковых расходомеров Daniel или аналог и измерительных диафрагм.

***Местные средства измерения***

Для местного измерения давления предусматривается применение показывающих манометров WIKA или аналог.

Для местного измерения температуры предусматривается применение биметаллических термометров WIKA или аналог.

Для местного измерения уровня предусматривается применение байпасных указателей уровня KSR KUEBLER или аналог.

***Исполнительные механизмы***

В качестве исполнительных механизмов предусматривается применение регулирующих, запорно-регулирующих клапанов и кранов с электрическим приводом в комплекте с интеллектуальным блоком управления производства "AUMA" или "Rotork".

**5.6 Контроль довзрывоопасных концентраций газов.**

Описание системы противопожарной защиты и контроля загазованности представлено в томе 9.2 20.002.1-ПБ2.

**5.7 Решения по противоаварийной автоматической защите (ПАЗ).**

Система ПАЗ является системой безопасности объекта и предназначена для остановки объекта в целом либо его отдельных частей при возникновении аварийной ситуации, а также аварийное освобождение объекта от опасных веществ.

Для обеспечения надёжности системы ПАЗ предусмотрены следующие технические решения:

- применение практически безынерционных электронных датчиков для контроля технологического процесса;
- серийно выпускаемые приборы для ПАЗ должны проходить специальную отбраковку по результатам дополнительных стендовых испытаний на предприятиях-изготовителях, причём период приработки должен подтверждаться соответствующей документацией;
- система ПАЗ должна исключать срабатывание от случайных кратковременных сигналов нарушения нормального хода технологического процесса, в том числе и в случае переключения на резервный или аварийный источник электропитания;
- контроль параметров, определяющих взрывоопасность технологических объектов, по которым срабатывает ПАЗ, предусматривается тремя датчиками (с раздельными точками отбора), при этом аварийный останов объекта выполняется при срабатывании не менее двух датчиков;
- исполнительные механизмы и датчики системы ПАЗ подключаются огнестойким кабелем исполнения FRLS;
- электроснабжение средств автоматизации ПАЗ обеспечивается по особой группе первой категории, в соответствии с ПУЭ.

Согласно принципам обеспечения безопасности, в данном проекте определены следующие уровни противоаварийной защиты:

- останов определенных пожарных зон (ESD1);
- останов отдельного технологического оборудования и/или предотвращение возникновения повреждений в отдельных единицах оборудования (PSD).

Причинами активации алгоритмов системы противоаварийной автоматической защиты являются:

- сигнал, поступающий от датчиков аварийного отклонения технологического процесса (PSD);
- кнопка ручного отключения (исходя из вероятной или действительной ситуации отказа), которая находится в центральной операторной.

При аварийном минимальном давлении в коллекторах пластового газа от скважин кустов № 2, 26, 30 происходит отключение каждого куста от общей газосборной сети месторождения.

Для каждой установки определяется логика ПАЗ, в основе которой лежит иерархия уровней ПАЗ по принципу сверху вниз.

Противоаварийная автоматическая защита (ПАЗ) предусматривает автоматический останов технологических установок с локализацией опасного участка по аварийным сигналам и по команде оператора от кнопки по соответствующим алгоритмам.

После возврата системы аварийного останова/останова технологического процесса в исходное состояние, оборудование не должно перезапускаться автоматически. Оборудование должен запустить оператор по инструкции, в соответствии с процедурой запуска конкретной установки (в соответствии с п. 245 Федеральных норм и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств").

В системе управления предусматривается функция "вывода в ремонт" (маскирование) отдельного контролируемого технологического оборудования. При этом в программном обеспечении системы управления блокируются отдельные контуры автоматического и дистанционного управления, относящиеся к данному оборудованию, а система визуализации оператора отображает, что соответствующее оборудование выведено из работы.

### 5.8 Метрологическое обеспечение средств измерения.

Предусматриваемые к применению средства измерения (СИ) должны отвечать требованиям государственной (РФ) нормативной документации по метрологии.

Пределы основной приведенной погрешности измерения параметров средств измерения (СИ) при температуре окружающего воздуха +20±5 °С, относительной влажности от 30 до 80 %, атмосферном давлении от 84 до 107 кПа, частоте сети 50±1 Гц, напряжением сети 220±5 В, не более:

- для СИ с токовым аналоговым сигналом – 0,25 %;
- для СИ параметров с использованием термопреобразователей сопротивления – 0,25 %;
- для сигнализации отклонения параметров – 1,0 %.

Дополнительная погрешность, вызванная изменениями температуры воздуха от

(20±5)°С до любой температуры в пределах рабочего диапазона, не должна превышать половины основной на каждые 10 °С изменения температуры.

Дополнительная погрешность, вызванная изменениями напряжения питающей сети в пределах 187-247 В, не должна превышать половины основной.

Дополнительная погрешность, вызванная изменением атмосферного давления от 102 кПа до любого значения в пределах рабочего диапазона, не должна превышать предела основной.

Дополнительная погрешность, вызванная воздействием вибрации, не должна превышать предела основной.

Метрологические характеристики СИ принимаются по техническим данным предприятий-изготовителей.

Продолжительность интервала между поверками для средств измерений устанавливается в решении Ростехрегулирования об утверждении типа средства измерений по результатам проведенных в установленном порядке испытаний в целях утверждения типа в соответствии с ПР 50.2.106-09 " Порядок выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений".

Значения контролируемых параметров должны быть выражены в соответствии с ПР 50.2.102-2009 "Положение о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации" и ГОСТ 8.417-2002 ГСИ. Единицы величин.

В свидетельстве об утверждении типа средств измерений указывается информация о методике поверке.

К работе должны допускаться средства измерений, прошедшие поверку или калибровку на соответствие действующей на них нормативно-технической документации и имеющие в паспортах (формулярах) отметки о допуске к применению.

14.1

**Электроснабжение и заземление.**

По объекту “Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ. Кусты газовых скважин”, в качестве источника электроснабжения, используются существующие блок-боксы электроснабжения (ESS-402, ESS-426, ESS-430, ESS-435, ESS-440, ESS-445, ESS-446) с КТП-10/0,4 кВ и вновь устанавливаемые блок-боксы электроснабжения (ESS-4261, ESS-4262, ESS-4302) с распределительным устройством 0,4 кВ и дизельной электростанции (АДЭС). Блок-боксы электроснабжения (БКЭС) расположены непосредственно на существующих кустовых площадках Южно-Тамбейского ГКМ.

~~Куст скважин №26. Скважины №Ю265, Ю266 запитываются от существующего БКЭС (ESS-4261). Для скважин Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611 в качестве источника~~

14.1

~~электроснабжения предусматривается вновь устанавливаемый блок-бокс электроснабжения, который состоит из трех модулей: модуль КТП 1х160 кВА 10/0.4, модуль с НКУ 0,4 кВ, модуль АДЭС 160 кВт.~~

Основными потребителями электроэнергии на вновь подключаемых скважинах в рамках данной проектной документации, являются:

- Насосы-дозаторы для подачи метанола и ингибитора коррозии (частотное регулирование);
- Насосы для подачи ингибитора коррозии на всасывающих насосах метанола;
- Приточная вентиляционная установка;
- Задвижки с дистанционным управлением на входе / выходе блок-бокса установки дозирования;
- Арматурный блок обвязки скважины;
- Электрообогрев технологических трубопроводов.
- Блок-контейнер СРПИ

Применены следующие решения по открытой прокладке кабелей:

- кабельные эстакады выполняются в основном, с двухсторонним расположением конструкций;
- кабельные конструкции устанавливаются с шагом от 1 м до 2 м;
- на консолях кабельных конструкций устанавливаются перфорированные и неперфорированные кабельные лотки;
- взаимно резервирующие кабельные линии прокладываются с расстоянием между ними не менее 600 мм и располагаются по обе стороны пролетной несущей конструкции (балки, фермы);
- в местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

Кабели при пересечении с технологическими трубами прокладываются в закрытых лотках с толщиной стенки не менее 1,5 мм.

Канализация электроэнергии производится по кабелям необходимых сечений. Типы кабелей выбраны исходя из условий окружающей среды в месте прокладки кабелей и способов монтажа кабелей.

В качестве силовых кабелей 0,4 кВ применяются, в основном, кабели с медными жилами с изоляцией из этиленпропиленовой резины, не распространяющей горение, в полимерной оболочке, бронированные и не бронированные. Для прокладки вне помещений приняты бронированные кабели.

Кабельные линии внутри зданий выполняются кабелями с медными жилами с оболочками, не распространяющими горение, с низким дымо- и газовыделением с

маркировками нг-LS и нг-HF. Кабели прокладываются в коробах, лотках. На подходах к электроприемникам – в трубах и металлорукавах.

Кабельные линии, прокладываемые по наружным эстакадам, имеют соответствующие климатическое исполнение.

Наружный монтаж кабелей с изоляцией из этиленпропиленовой резины можно выполнять при температуре не ниже -35°С, что позволяет не ограничиваться климатическими условиями при монтаже кабельных линий и выполнить строительство объекта в назначенный срок. Это дает значительно преимущество по сравнению с кабелем с изоляцией из поливинилхлорида (ПВХ) допускающим монтаж без предварительного подогрева при температуре не ниже -15°С.

Также следует отметить, что кабели с изоляцией из ЭПР имеют лучшие токопроводящие свойства по сравнению с кабелями с изоляцией из ПВХ. Это дает возможность применить кабели с меньшими сечениями жил, что обеспечивает уменьшение веса нагрузки на эстакады, снижение массы несущих конструкций и стоимости монтажных работ. Изоляция из ЭПР является гибким материалом, благодаря чему кабели имеют меньшие диаметры изгиба и могут быть проложены в стесненных условиях.

При расчете принимается допустимое падение напряжения до распределительного щита 0,4 кВ - не более 2 % и от щита до электроприемника - не более 3 %.

Все кабели, примененные в проекте, соответствуют требованиям ГОСТ 31565-2012 "Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности".

Сечения проектируемых кабельных линий до 1 кВ выбраны по допустимой токовой нагрузке с проверкой по допустимому отклонению напряжения у потребителей и на отключение защитным аппаратом тока короткого замыкания в наиболее удаленной точке сети.

Питание приборов и средств автоматизации предусмотрено по особой группе 1-ой категории напряжением 230В, 50Гц с применением источников бесперебойного питания (ИБП). Время автономной работы ИБП после исчезновения напряжения определено в документе 3300-E-000-IC-SPE-00002-00-D и должно быть достаточным для безаварийного перевода технологического процесса в безопасное состояние.

Электропитание датчиков, как правило, предусматривается от соответствующих контроллеров ИСУБ напряжением =24 В.

Электропитание соленоидов узлов управления кранов принято напряжением =24 В.

Все корпуса электродвигателей 0,4 кВ, клеммные коробки, броня кабелей присоединяются к сети защитного заземления с помощью проводников, специально предназначенных для этой цели. Корпуса электродвигателей и клеммные коробки присоединяются к местной шине защитного заземления.

Корпусы насосов, перекачивающих легковоспламеняющиеся и горючие продукты, заземляются независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с

насосом.

Во всех многожильных кабелях для питания низковольтных электродвигателей предусмотрен проводник защитного заземления PE.

Кабели, подключаемые к местным пунктам управления и соединительным коробкам, имеют в составе одну жилу в качестве проводника защитного заземления PE.

Металлические корпуса присоединяются к сети защитного заземления.

Неметаллические корпуса оснащены внутренней металлической клеммой для обеспечения неразрывности заземления между кабелями и всеми внутренними металлическими деталями, обесточенными в обычном состоянии.

В цепях к группам осветительных приборов и розеткам предусматривается проводник защитного заземления.

Стальные кабельные лотки по всей своей длине должны быть электрически неразрывны. В местах стыков, где предусматриваются стыковые накладки, дополнительных соединений не требуется.

Смонтированные на раме блоки, содержащие электрическое и механическое оборудование, соединяются с системой защитного заземления в двух диаметрально противоположных точках.

Защитные меры электробезопасности и взрывобезопасности, а также защита от перенапряжений, помех и наводок обеспечиваются уравниванием потенциала и сетью заземления. При этом предусматривается:

- защитное заземление оборудования, с целью защиты персонала от поражения электрическим током, обеспечения взрывобезопасности и защиты заноса высокого потенциала. К защитному заземлению присоединены корпуса КИПиА, соединительных коробок, локальных средств автоматизации, узлов управления кранов, приводов и др., а также защитные трубы, лотки и кабельные конструкции;
- функциональное заземление, с целью защиты от перенапряжений, помех и наводок на КИПиА и ИСУБ. К функциональному заземлению присоединены отдельные элементы электронных и микропроцессорных устройств, экраны кабелей, защитные барьеры и др.

Указанные системы заземления предусмотрены в томе 5.1.

**5.9 Кабельные линии связи.**

Контрольные кабели предусматриваются с медными жилами, сечением не менее 1,0 мм$^2$, небронированные, экранированные, стойкие к воздействию окружающей среды, а также отвечающими требованиям ГОСТ 31565-2012 и ГОСТ 31947-2012. Для сокращения типоразмеров кабелей преимущественно используются:

- универсальные инструментальные кабели с материалом оболочки из ПВХ

композиций, не распространяющих горение, хладостойкого исполнения, типа КУИНнг(А)-ВЭК-ХЛ (для кабельных проводок наружного применения, для всех типов сигналов);

- универсальные инструментальные кабели с материалом оболочки из ПВХ композиций, не распространяющих горение, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, типа КУИНнг(А)-LS-ВЭК (для кабельных проводок в помещениях, для всех типов сигналов);
- универсальные инструментальные кабели с материалом оболочки из ПВХ композиций, не распространяющих горение, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, огнестойкие типа КУИНнг(А)-FRLS-ВЭК (для кабельных проводок систем ПАЗ и СОПГ).

Прокладка кабельных проводок по площадке кустов выполняется, преимущественно, по кабельным и технологическим эстакадам, с прокладкой потоков контрольных кабелей в металлических сплошных коробах со съемными металлическими крышками, уложенных на металлические кабельные конструкции. На отдельных участках кабельных трасс прокладка кабелей будет выполняться в трубах или открыто по стенам зданий и оборудованию.

В производственных помещениях прокладка кабельных проводок выполняется, преимущественно в металлических коробах и по металлическим кабельным конструкциям. Между кабелями разных уровней напряжения и разными типами сигналов, с целью обеспечения их помехозащищенности и выполнению требований норм РФ по электромагнитной совместимости (ЭМС), предусматривается пространственное разделение, выдерживаются необходимые расстояния, а также разделение экранирующими металлическими перегороками коробов.

Кабельные коробы и кабельные конструкции принимаются в соответствии с док. 3300-E-000-EL-SPE-00031-00-D "ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА КАБЕЛЬНЫЕ ЛОТКИ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛЕСТНИЦЫ".

В целях пожарной безопасности внутри коробов устанавливаются огнестойкие подушки: на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м в 2 ряда, а также при проходе через перекрытие; на горизонтальных участках - при проходе через перегородки, полностью заполняя сечение короба по высоте.

Прокладка кабелей с искробезопасными цепями, системы ПАЗ или взаиморезервируемых цепей выполняется в отдельных коробах.

Для всех кабелей от КИПиА, идущих непосредственно в ИСУБ без промежуточной коробки, предусматриваются резервные жилы вне зависимости от жильности.

При подъемах кабелей обеспечивается их защита от механических повреждений сплошными металлоконструкциями на высоте до 2-х метров.

Прокладка кабелей под фальшполами в помещениях управления (местной

аппаратной и т.п.) предусматривается в сплошных коробах.

Проходы кабельных проводок через стены, междуэтажные перекрытия, между взрывоопасными помещениями и из взрывоопасных помещений наружу выполняются с применением монтажных комплектов герметизированных вводов.

В местах прохождения кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций (в соответствии с ст.82 п.7 Федерального закона г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008).

### 5.10 Описание автоматизированных систем управления уровень 1 (аппаратные).

14.1

Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт. 14.2

- скважина 1023 в составе куста №2;
- скважины 5261, 4264, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611 в составе куста №26;
- скважины 171, Ю301, Ю302, Ю303, Ю304, Ю3010 в составе куста №30;
- скважины 3355, 3357 в составе куста №35; 14.3
- скважины 3406, 2401, 3405, №175 в составе куста №40;
- скважина 170 (4451 после ЗБС) в составе куста №45;
- скважины 7461, 2462 в составе куста №46.

Для установки оборудования ИСУБ проектируемых скважин Ю263-Ю2611 на площадке куста №26 предусматривается размещение блок-бокса АСУ MER-4261. Подключение оборудования проектируемого блок-бокса АСУ MER-4261 в существующую систему ИСУБ предусматривается средствами ВОЛС через сетевое оборудование существующего блок-контейнера АСУ MER-426. Схема структурная комплекса технических средств ИСУБ приведена в 20.002.1-ИОС7.1.3-АСУ1.ГЧ л.1.

Подключение "полевого" оборудования КИП проектируемых скважин на кустах №2, №30, №35, №40, №45, №46 предусматривается в существующие шкафы интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ) с учетом имеющегося резерва по каналам ввода-вывода. Оборудование автоматизированных систем управления интегратора ИСУБ имеет модульную архитектуру, предусматривающую возможность масштабирования, модернизации и развития функций системы путем подключения дополнительных контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов в объеме до 20% (30% по дискретным каналам ввода-вывода) от используемых. Во всех шкафах, панелях, шасси контроллеров предусмотрено не менее 15% свободного места для размещения дополнительного

оборудования и также предусмотрено для последующего расширения 20% свободного пространства для прокладки многожильных кабелей и размещения дополнительных внутренних клеммников. На контроллерах информация обрабатывается и передаётся средствами ВОЛС на АРМы операторов, размещенные в здании центральной операторной.

Объекты автоматизации куста № 2:

- обвязка скважины 1023;

Объекты автоматизации куста № 26:

- обвязка 13ти скважин 4264, 5261, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611;
- Блок-бокс электроснабжения (ESS-4261);
- Блок-бокс АСУ MER-4261;
- Блок-бокс КТП (ESS-4262);
- Сепаратор свечевой (2660-V-001);
- Емкость дренажная (2660-V-002).

Объекты автоматизации куста №30:

14.1 - обвязка 6ти скважин 171, Ю301, Ю302, Ю303, Ю304, Ю3010;
- Сепаратор свечевой (3060-V-001);
- Емкость дренажная (3020-V-001);
- Емкость дренажная (3060-V-002);
- Блок-контейнер СРПИ (3020-U-120);
- Блок-бокс электроснабжения (ESS-4302).

14.2

Объекты автоматизации куста №35:

- обвязка 2х скважин 3355, 3357;

Объекты автоматизации куста № 40:

- обвязка 4х скважин 3406, 2401, 3405, 175;
- Сепаратор свечевой (4060-V-001);
- Емкость дренажная (4020-V-001);
- Емкость дренажная (4060-V-002);
- Блок-контейнер СРПИ (4020-U-160).

Объекты автоматизации куста № 44:

- устройство горизонтальное горелочное.

Объекты автоматизации куста № 45:

- обвязка скважины 170 (4451 после ЗБС);

Объекты автоматизации куста № 46:

- обвязка 2х скважин 7461, 2462;
- устройство горизонтальное горелочное.

### 5.10.1 Уровни контроля и управления

Система создаётся как иерархическая, функционально и территориально распределенная система управления, интегрируемая в существующую ИСУБ.

В системе выделяются следующие уровни управления:

0-й уровень (КИП);

1-й уровень (аппаратные).

На 0-ом уровне выполняются следующие задачи:

- получение контрольной информации о процессах и работе оборудования, а также передачу этой информации на 1-й уровень;
- непосредственное воздействие на технологический процесс через исполнительные механизмы по командам управления с 1-го и 2-го уровней.

На 1-ом уровне выполняются следующие задачи:

- сбор и обработка информации, поступающей от контрольно-измерительных приборов 0-го уровня;
- проверка на достоверность аналоговых входных и выходных сигналов;
- управление и регулирование технологического процесса путем подачи управляющих сигналов на исполнительные механизмы 0-го уровня;
- активация защит, блокировок, светозвуковой сигнализации при выходе технологических параметров за допустимые пределы;
- расчетные (подсчет времени наработки технологического оборудования,
- вычисления объемов сырья в емкостях, резервуарах, расчет расхода газа и т.д.);
- обмен информацией со смежными или внешними системами (например, локальными системами управления блочных, комплектных поставок) через общепринятые протоколы и интерфейсы передачи данных.

***Перечень и назначение систем, подсистем ИСУБ***

В состав ИСУБ на каждом производственном участке входят следующие основные подсистемы:

- АСУ ТП (PCS) - автоматизированная система управления технологическим процессом;
- СОТП (PSD) - система останова технологического процесса;
- САО (ESD) - система аварийного останова;
- СПА (Fire) – система пожарной автоматики;
- СКЗ (Gas) – система контроля загазованности.

Верхний уровень подсистемы АСУ ТП (в составе ИСУБ) реализует функции диспетчерского управления технологическими объектами с помощью программно-технических средств вычислительной техники, предназначенных для накопления,

хранения, обработки и представления значительных массивов информации.

На верхнем уровне управления с использованием серверов, АРМ и других технических средств обеспечивается выполнение следующих функций:

- сбор информации от технологических объектов;
- обработку и хранение данных;
- передачу уставок, шкал и коэффициентов смешения, времени опроса, гистерезиса, временного запаздывания и других настроечных параметров в системы автоматизации нижнего уровня;
- вывод информации с ПЛК на АРМ и при необходимости на панель управления, размещенную на щите для дублирования и повышения надежности;
- диалоговый человеко-машинный интерфейс с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния технологического процесса;
- формирование и выдачу команд на исполнительные механизмы, то есть дистанционное управление работой с рабочей станции АРМ оператора-технолога;
- контроль отработки команд исполнительными механизмами;
- архивирование данных о пользователях, управляющих воздействиях, измерительных коэффициентов, настроечных параметров и шкал со сроком хранения не менее тридцати дней. Хранение данных должно быть энергонезависимым, то есть должна обеспечиваться сохранность архивных данных при исчезновении электропитания;
- формирование и выдачу персоналу учетных и отчетных документов (сменных, суточных и месячных отчетов, предупредительных сообщений о выходе за границы измерительных диапазонов, аварийных сообщений и сообщений об отказах), протоколирование событий с ежесуточным дублированием в базе данных для исключения потерь при отказах;
- выдача значений параметров объектов системе уровня предприятия по промышленной информационной сети связи в режиме реального времени;
- конфигурирование системы;
- обеспечение разграничения доступа к системе в соответствии с установленными полномочиями;
- алгоритмы вычисления отдельных косвенных (зависящих от других) параметров и алгоритмы управления оборудованием.

### 5.10.2 Электропитание и заземление

***Электропитание КТС***

Для электроснабжения оборудования Системы для каждого блок-бокса управления предусмотрено два силовых ввода (фидера), подающих питание от подстанций (БКЭС). В качестве третьего источника электроснабжения используется дизельный генератор. Все три ввода подключаются через соответствующие АВР.

С целью обеспечения бесперебойного питания при переключениях между вводами и во время запуска дизельного генератора в помещениях электрощитовых предусмотрены ЩРП с источниками бесперебойного питания и батареями

Электропитание КТС ИСУБ осуществляется по I-ой особой категории по двум силовым вводам, подающих питание от отдельных подстанций через источники бесперебойного питания (ИБП). Время автономной работы ИБП после исчезновения напряжения определено в документе 3300-E-000-IC-SPE-00002-00-D и должно быть достаточным для безаварийного перевода технологического процесса в безопасное состояние. Каждый отдельный конструктив (шкаф, стойка) подключается при помощи двух кабелей питания.

Системой предусмотрена диагностика состояния источников питания, включающая в себя: сигнализацию отсутствия внешнего питания и неисправность блоков питания 24В.

Система распределения электропитания построена по принципу двойного резервирования.

Для питания Системы используются следующие блоки питания:

- системные;
- групповые.

Блоки питания для контроллеров и модулей ввода/вывода устанавливаются в слоты основной корзины контроллеров.

Групповые источники питания обеспечивают питание полевого оборудования.

Все источники питания резервированы.

Надежность питания системы обеспечивается за счет:

- резервирования модулей питания корзин контроллера;
- разделения питания цепей постоянного тока 24В для полевого оборудования и внутренних потребителей;
- резервирования блоков питания цепей для полевого оборудования;
- резервирования блоков питания цепей для внутренних потребителей.

Электропитание КТС подсистемы СПА отдельное от остальных подсистем и организовано через два независимых ввода от источников бесперебойного питания, которые обеспечивают работоспособность системы в течение 24 часов. При применении дизельного генератора с запасом топлива не менее чем 24 часа, время автономной работы ИБП должно обеспечить функционирование подсистемы СПА после исчезновения напряжения согласно документу 3300-E-000-IC-SPE-00002-00-D.

В каждом шкафу (кроме контроллеров) организуется разделенное питание =24В для внутренних и внешних полевых цепей. Для каждой цепи (внутренняя и внешняя) предусмотрено питание от дублированных источников питания, в качестве которых используются стабилизированные источники питания =24В на 10А и 20А.

***Заземление***

Для организации контуров заземления КТС используется заземляющее устройство, которое находится вне зоны растекания токов короткого замыкания от устройств заземления силовых установок. Для всех технических средств предусмотрены два контура заземления: защитное и сигнальное.

Цепи защитного заземления являются средством защиты от поражения электрическим током человека при повреждении изоляции, защиты от возгораний при возникновении неисправностей в электрооборудовании, а также для минимизации влияния электромагнитных помех. Сопротивление контура защитного заземления с заземляющим устройством должно быть не более 4 Ом в любое время года. Оборудование системы подключается к контуру защитного заземления объединительным проводником шины заземления, который устанавливается на поверхности стены или кабельной магистрали таким образом, что имеется свободный доступ для подключения и визуального осмотра по всей длине. Объединительный проводник шины защитного заземления выполняется медным проводом с сечением не менее 50 мм2 и соединятся с контуром защитного заземления не менее чем в двух местах изолированными медными проводниками с сечением не менее 25 мм2. Подключение к объединительному проводнику от компонентов системы выполняется проводом сечением не менее 6 мм2 под болт М6.

Для снижения влияния на измерительные цепи наведенных (индуцированных) помех применяется сигнальное заземление. Контур сигнального заземления представляет собой совокупность локальных корпусных шин на изоляторах (как правило, медных с соединением под болт), подключенных к объединительному проводнику шины сигнального заземления. К шинам сигнального заземления присоединяются экранирующие оплетки кабелей для защиты от влияния внешних электромагнитных полей. Шина сигнального заземления должна быть медной сечением не менее 50 мм.2

Присоединение заземляющих проводников к шине сигнального заземления осуществляется болтовыми соединителями. Крепление к корпусу заземляющих проводников должны быть выполнены болтами диаметром не менее 6 мм$^2$. Болты не должны использоваться для других целей, кроме крепления заземляющих проводников. Болты должны быть ввинчиваемые в материал корпуса без гаек, должны быть из латуни или другого коррозионностойкого материала. Объединительный проводник шины сигнального заземления устанавливается от цепей контура защитного заземления на удалении не менее 1м. Объединительный проводник шины сигнального заземления соединяется не менее чем в двух местах изолированными медными проводниками с контуром защитного заземления и только в точке заземления (на заземлителе). Сечение проводников контура сигнального заземления должны обеспечивать их сопротивление до заземляющего устройства не более 0.1 Ом.

## 6 Мероприятия по выполнению требований, предъявляемых к оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах

Потенциально опасными объектами обустройства по данному проекту является оборудование обвязки проектируемых скважин и газопроводы-шлейфы DN300 мм и DN400 мм от куста газоконденсатных скважин № 26 до кранового узла № 12. Детальное описание технических решений в части обвязки скважин приведено в разделе 4.1 данного тома.

Проектируемые объекты расположены на территории существующих кустов газовых скважин, строительство которых было выполнено в соответствии с ранее разработанной проектной документацией 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, а также в составе проектной документации 77.17.021 "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019, 22.001 "Расширение кустов газовых скважин № 25, № 26, № 47 газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы №89-1-1-3-003012-2024 от 29.01.2024.

Проектируемые кусты газовых скважин войдут в состав опасного производственного объекта: "Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" ОАО "Ямал СПГ", который зарегистрирован в государственном реестре 16.12.2021 за № А59-60514-0001 (свидетельство о регистрации ОПО от 19.12.2024 №А59-60514, приведено в томе 1.1 20.002.1-ПЗ1) с присвоением класса опасности III.

Проектируемые газопроводы-шлейфы от куста газоконденсатных скважин № 26 до КУ № 12 войдут в состав опасного производственного объекта: "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения", который зарегистрирован в государственном реестре 16.06.2016 за № А59-60514-0015 (свидетельство о регистрации ОПО от 19.12.2024 №А59-60514, приведено в томе 1.1 20.002.1-ПЗ1), с присвоением класса опасности I в составе Декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" ОАО "Ямал СПГ".

В соответствии с требованиями части 3 ст. 14 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ, для объектов I - II классов опасности, в составе проектной документации разрабатывается Декларация промышленной безопасности (см. тома 12.4.1, 12.4.2 и 12.4.3).

Сведения о степени опасности и характере воздействия опасных веществ,

обращающихся на проектируемых объектах, на организм человека и окружающую природную среду, в том числе при возникновении аварии приведены в таблице 6.1.

**Таблица 6.1 - Сведения об опасных веществах, обращающихся на объекте**

| Наименование опасного вещества | Класс опасности в воздухе рабочей зоны | Характер воздействия на человека и окружающую природную среду |
|---|---|---|
| 1. Газ природный | 4 | Природный газ относится к воспламеняющимся газам (приложение 1 к ФЗ-116 от 21.07.97 г.).<br>Негативное воздействие транспортируемого природного газа на человека связано:<br>- с возможным воздействием ударной волны, генерируемой при разрушении трубопроводов и оборудования;<br>- с возможностью поражения осколками и фрагментами конструкций, метаемыми газом при его расширении в случае аварии;<br>- с возможным воздействием открытого пламени и термической радиации в случае возгорания;<br>- с возможным удушьем при снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом.<br>В экологическом отношении указанные газы являются одними из самых чистых видов минерального топлива. При сгорании их образуется значительно меньшее количество вредных веществ по сравнению с другими видами топлива. |
| 2. Газовый конденсат | 4 | Газовый конденсат относится к горючим жидкостям (приложение 1 к ФЗ-116 от 21.07.97 г.) с широким колебанием углеводородных составляющих. Главные опасности для человека связаны с возможными разливами и возгоранием с последующим воздействием тепловой радиации. Пары конденсата образуют взрывоопасные смеси и оказывают вредное воздействие на центральную нервную систему, вызывают раздражение кожного покрова, слизистых оболочек глаз и верхних дыхательных путей. Отравление возможно от длительного контакта с парами конденсата. Газовый конденсат, попадая в почву и грунты, вызывает необратимые изменения, связанные с их загрязнением. При сгорании в атмосферу выделяются в больших количествах углекислый газ, различные сернистые соединения, оксид азота и т.д. |
| 5. Метанол и водо-метанольные растворы | 3 | Метанол является токсичной легковоспламеняющейся жидкостью (приложение 1 к ФЗ-116 от 21.07.97). Механизм его токсического воздействия на организм человека с летальным исходом или серьёзными санитарными потерями связан с приёмом этого вещества внутрь через желудочно-кишечный тракт, что на технологическом уровне практически исключается. 5-10 грамм приёма метанола внутрь вызывает тяжёлое отравление, сопровождающееся головной болью, головокружением, тошнотой, болью в желудке, общей слабостью, мельканием в глазах или потерей зрения в тяжёлых случаях. 30 грамм являются смертельной дозой.<br>В экологическом отношении метанол является достаточно безопасным веществом. |
| Ингибитор коррозии | 3 | Ингибитор коррозии - легковоспламеняющаяся жидкость, умеренно опасная по воздействию на организм по параметрам токсикометрии в соответствии с ГОСТ 12.1.007. Может всасываться через неповреждённую кожу. Пары оказывают раздражающее действие на слизистые оболочки глаз и органов дыхания. Представляет опасность для объектов окружающей среды. |

| Наименование опасного вещества | Класс опасности в воздухе рабочей зоны | Характер воздействия на человека и окружающую природную среду |
|---|---|---|
| Ингибитор парафиноотложений | 4 | представляет собой продукт на основе сополимера винилацетата с этиленом (или поликарбоксилатов) в смеси с неионогенным поверхностно-активным веществом в углеводородном растворителе. По степени воздействия на организм в соответствии с ГОСТ 12.1.007 относится к умеренно опасным веществам. При попадании на кожу вызывает раздражение. Пары раздражают слизистые оболочки верхних дыхательных путей и глаз. |

Возможными факторами, способствующими возникновению и развитию аварий на проектируемых объектах, являются:

– наличие опасных веществ (горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей);

– наличие оборудования под давлением создаёт опасность воздействия избыточного давления воздушной ударной волны при аварийном разрушении сосуда;

– перекачивание опасных веществ создаёт опасность выброса опасного вещества при аварийной разгерметизации системы;

– большие длины трубопроводов, по которым транспортируются опасные вещества под давлением;

– опасность аварийной разгерметизации при ошибках персонала, при внешних воздействиях природного и техногенного характера;

– отказы оборудования и систем безопасности.

Для обеспечения уровня приемлемого уровня рисков, объекты обустройства, предусмотренные настоящим проектом, запроектированы с учётом следующих нормативных правовых актов:

– Федеральный закон "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 № 384-ФЗ;

– Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от № 116-ФЗ;

– Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 № 184-ФЗ.

– Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

При этом проектом предусматриваются мероприятия, способствующие снижению риска аварий на проектируемых объектах:

– управление технологическими операциями осуществляется автоматически без постоянного присутствия обслуживающего персонала;

– для сооружений предусмотрен уровень автоматизации, при котором обеспечивается безаварийная работа в условиях нормальной эксплуатации;

- принятая в проекте степень автоматизации обеспечивается наличием необходимых средств контроля и управления;
- применение запорной, предохранительной и регулирующей арматуры;
- предусмотрена защита от статического электричества, молниезащита, заземление трубопроводов и корпусов технологического оборудования;
- герметичность применяемого оборудования и соединений;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- на открытых площадках предусмотрены сигнализаторы загазованности;
- наличие систем оповещения и связи.

Кроме того, в соответствии с п.330 ФНИП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" в целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) пользователь недр или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке.

Копия положения о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, обустройству, освоению, исследованию и вскрытию дополнительных продуктивных горизонтов, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке ОАО "Ямал СПГ" приведена в приложении Л тома 5.7.1.2 20.002.1-ИОС7.1.2.

Положение определяет порядок взаимодействия организаций, выполняющих работы на кустовых площадках ОАО "Ямал СПГ" и структурных подразделений эксплуатирующей организации, содержит требования по назначению ответственных лиц и их полномочия, а также мероприятия, направленные на обеспечение безопасности при одновременном ведении работ.

Согласно положению о порядке организации одновременного ведения работ проведение работ на кустовых площадках осуществляться только по наряд-допуску.

Действие указанного положения распространяется на всех работников, допущенных к выполнению работ на кустовых площадках.

Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах приведен в таблице 6.2.

Характеристика помещений, зданий и наружных установок по пожаровзрывоопасности приведена в таблице 6.3.

**Таблица 6.2 - Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных объектах производственного назначения**

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
|---|---|---|
| **Генеральный план и автодороги** | Планировочные решения разработаны в оптимальном соответствии с технологической схемой производства | - Соблюдение требований нормативно-технической документации.<br>-Уменьшение количества производственных эстакад.<br>-Обеспечение нормального опорожнения, дренирования и заполнения оборудования и трубопроводов.<br>-Исключение застойных зон в трубопроводах. |
| | Соблюдение противопожарных разрывов в соответствии с категориями производств по взрывопожарной опасности:<br>СП 4.13130.2013 "Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям"<br>СП 18.13330.2011 “СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий”<br>СП 231.1311500.2015 “Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности”<br>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности” (в редакции Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 года №1) | -Защита технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от возникновения и распространения пожара. |
| | Обеспечение двух въездов на площадку<br>Ст.98 п.1 123-ФЗ - Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22 июля 2008 г. | -Обеспечение эвакуации персонала и возможности подъезда пожарной техники для защиты персонала, технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от распространения пожара.<br>-Возможность быстрой локализации и ликвидации последствий аварий. |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
|---|---|---|
| | Обеспечение естественного проветривания территории и исключение застойных зон и скопления в них вредных и опасных выделений, с учётом рельефа местности, направления и скорости ветра;<br>П. 2.8 ВНТП03/170/567-87 "Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса" | -Обеспечение защиты персонала от накопления концентрации опасных веществ, превышающей ПДК<br>-Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара |
| | Обеспечение отвода дождевых и талых вод решениями организации рельефа | -Исключение разрушения фундаментов, затопления территории, защита оборудования, зданий, строений и сооружений |
| **Технологические решения**<br><br>Основными производственными факторами, определяющими вредность и опасность объектов, являются:<br>– повышенные давления сред в аппаратах и трубопроводах установок;<br>– взрыво- и пожароопасность обращающихся в технологических процессах сред;<br>– использование в технологических процессах вредных веществ;<br>– возможность загазованности воздуха рабочей зоны вредными веществами;<br>– повышенный уровень шума;<br>– вибрация;<br>– статическое электричество. | При авариях и повреждениях технологического оборудования и трубопроводов возможны:<br>– возникновение пожара;<br>– взрыв;<br>– поражение электрическим током.<br>Источниками возникновения пожара и взрыва являются образующиеся взрывоопасные газовоздушные смеси.<br>Для обеспечения безопасности и безаварийной работы технологических установок проектной документацией предусмотрено:<br>– применение технологического оборудования, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, труб, соответствующих требованиям стандартов безопасности труда, техническим условиям заводов-изготовителей России и климатическим условиям района строительства;<br>– оснащение технологического оборудования средствами дистанционного контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надёжность и безаварийность работы;<br>СП 231.1311500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений" | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда;<br>-Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования вследствие температурных деформаций или повышения давления;<br>-Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара. |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
|---|---|---|
| | Вся запорная и предохранительная арматура принята по классу "А" герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015; | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности.<br>-Предотвращение выбросов опасных веществ и накопления взрывоопасных концентраций веществ в воздухе рабочей зоны для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара. (п.66 ФНиП Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности) |
| | Применение устройства отсекающего в обвязке скважин для возможности аварийного отключения скважины<br>СП 231.1311500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений" | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности.<br>-Обеспечение возможности отсечения поступления газа из скважины при аварийных или иных производственных ситуациях. |
| | Оборудование (электрооборудование) во взрывоопасных зонах помещений и наружных площадок запроектировано во взрывозащищенном исполнении<br>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности” (2-е издание, 2015 г.) | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда.<br>-Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара при накоплении взрывоопасных концентраций веществ и возникновении искрообразования в элементах оборудования. |
| **Технологические решения** | Вне зданий – теплоизоляция из негорючих материалов оборудования, арматуры и трубопроводов с температурой +60ºС и выше в местах доступа персонала; | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда (п. 6.7.1 СП 61.13330.2012)<br>-Предотвращение производственных травм персонала |
| | Компоновка технологического оборудования и расстановка местных приборов выполнены с учётом безопасного обслуживания, удобства монтажа, ремонта и ревизии. Для этого предусмотрены специальные площадки с лестницами, переходные мостики, ограждения, необходимые грузоподъёмные механизмы | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда<br>-Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара при накоплении взрывоопасных концентраций веществ и возникновении искрообразования в элементах оборудования |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
| --- | --- | --- |
| | Использование стальных бесшовных труб группы В из стали 13ХФА, 09Г2С для газопроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием труб на заводе-изготовителе и 100% контролем качества неразрушающими методами; | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда (п.7.3.2, 7.3.5 ГОСТ 32569-2013)<br>-Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования вследствие температурных деформаций или повышения давления<br>-Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ в воздухе рабочей зоны для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара |
| | В период эксплуатации трубопроводов осуществляется постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежесменными записями в оперативном (вахтовом) журнале | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда<br>-Предотвращение разрушения технических устройств, трубопроводов и оборудования вследствие температурных деформаций или повышения давления<br>-Предотвращение создания взрывоопасных концентраций веществ в воздухе рабочей зоны для защиты технических устройств, оборудования, зданий, строений и сооружений от взрыва и пожара (п.14.2.1, 14.3.1 ГОСТ 32569-2013) |
| **Технологические решения** | Преимущественное использование сварных соединений на газопроводах и трубопроводах с пожароопасными и токсичными веществами | П. 721 ФНиП безопасности в нефтяной и газовой промышленности |
| | Контроль качества сварных соединений труб физическими неразрушающими методами (ультразвуком, с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием) | Раздел 12.3 ГОСТ 32569-2013 |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
|---|---|---|
| | **Перечень мероприятий по обеспечению безопасной работы с ингибитором (метанол):**<br>Запрещается применение метанола для разжигания нагревательных приборов, применение метанола в качестве растворителя.<br>Работающие с метанолом должны знать и уметь оказывать первую (доврачебную) помощь согласно разработанной в данном обществе Инструкции по оказанию первой доврачебной помощи пострадавшим от воздействия метанола | |
| | Ремонт трубопроводов, дозировочных насосов, аппаратуры, используемых при работе с метанолом, может производиться после их полного опорожнения и промывки чистой водой. | |
| **Технологические решения** | Порядок применения метанола при его подаче в газопромысловые коммуникации, скважины, аппараты и трубопроводы технологических установок определяется регламентами на эксплуатацию УКПГ, использующих метанол в производственных целях, а также локальными инструкциями по эксплуатации конкретных метанольных установок. | |
| | При сдаче вахты операторы обязаны делать соответствующие записи в вахтовом журнале о техническом состоянии оборудования метанольных установок, записывать в журнал расход метанола за смену и остаток его в расходных емкостях на конец смены | |
| **Архитектурно-строительные решения** | Для перехода персонала через трубопроводы предусмотрены переходные мостики и лестницы с ограждениями в соответствии с п.31 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". | -Соблюдение требований нормативно-технической документации по промышленной безопасности и охране труда<br>-Возможность проезда пожарной техники для быстрой локализации и ликвидации последствий аварий, |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
| --- | --- | --- |
| | Для удобства обслуживания инженерные коммуникации расположены на надземных эстакадах, что позволяет проведение всех видов работ с использованием подъемно-транспортных средств, беспрепятственного перемещения оборудования и пожарной техники. | взрывов и пожаров, обеспечение защиты персонала |
| | Ограждение площадки забором, по периметру которого предусмотрена зона охранной сигнализации и освещение | -Исключение проникновения посторонних лиц на территорию, защита оборудования, зданий, строений и сооружений |
| **Электроснабжение и электробезопасность** | Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на рассматриваемых объектах | - питание ответственных электроприемников АСУ, КИП, аварийного освещения осуществляется от систем бесперебойного питания;<br>- кабели и электрооборудование, устанавливаемое вне помещений, соответствуют климатическим условиям данного региона.<br>ПУЭ-6, ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок;<br>ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;<br>ГОСТ 29322-2014 Напряжения стандартные |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
| --- | --- | --- |
| **Электроснабжение и электробезопасность** | Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на рассматриваемых объектах | - заземление и зануление нетоковедущих частей электрооборудования и всех металлических частей, нормально не находящихся под напряжением;<br>- заземление и зануление металлических строительных и производственных конструкций и коммуникаций (для выравнивания потенциалов);<br>- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей электрооборудования;<br>- блокировки электроаппаратов и ограждений электрооборудования для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;<br>ПУЭ-6, ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок<br>ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов<br>СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций<br>РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений и других действующих нормативных документов РФ (допускается применение согласно письму Управления по надзору в электроэнергетике Ростехнадзора от 01.12.2004 г. № 10-03-04/182). |

| Раздел мероприятий | Мероприятие | Направленность мероприятия |
| --- | --- | --- |
| | Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала на рассматриваемых объектах | - быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети;<br>- установка УЗО с установкой дифференциального тока отключения 30 мА в цепях переносного электрооборудования и системах электрообогрева;<br>- защита от прямых ударов молний и вторичных ее проявлений;<br>- защита от статического электричества;<br>- защитные средства и приспособления;<br>- защитное отключение.<br>ПУЭ-6, ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок |
| | В соответствии с требованиями РД 34.21.122-87, СО 153-34.21.122-2003 и предусматривается молниезащита | Молниезащита обеспечивает вторую категорию для зданий и наружных установок со взрывоопасными и пожароопасными средами |
| | Молниеприемники на прожекторных мачтах и отдельно стоящие используются для защиты наружных установок от прямых ударов молнии.<br>Здания защищаются путем присоединения их металлических каркасов к системе наружного заземления.<br>Для организации заземления молниезащитных устройств и защитного заземления электрооборудования используются фундаменты зданий и сооружений, соединенные металлоконструкциями эстакад в единое систему заземления площадок. | Защита зданий и сооружения от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через металлические коммуникации.<br>СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций<br>РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений и других действующих нормативных документов РФ (допускается применение согласно письму Управления по надзору в электроэнергетике Ростехнадзора от 01.12.2004 г. № 10-03-04/182). |
| | Защита от вторичных проявлений молнии, заноса высокого потенциала, а также защита невзрывоопасных объектов выполняется заземлением металлических каркасов, оборудования и коммуникаций на вводах. | Наружные установки защищаются от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений. |

**Таблица 6.3 - Характеристика помещений, зданий и наружных установок по пожаровзрывоопасности**

| Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования | Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 | Класс взрывопожарной и пожарной опасности (по ПУЭ) | Категория смеси | Класс взрывоопасности и границы взрывоопасных зон по Приложению 3 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" | Наименование взрывопожароопасных веществ и материалов |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 Устья скважин | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат, метанол |
| 2 Арматурные блоки обвязки скважин | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат, метанол |
| 3 Арматурные блоки задавочных линий | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат |

| Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования | Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 | Класс взрывопожарной и пожарной опасности (по ПУЭ) | Категория смеси | Класс взрывоопасности и границы взрывоопасных зон по Приложению 3 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" | Наименование взрывопожароопасных веществ и материалов |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 4 Площадки под агрегат для ремонта скважин | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат |
| 5 Блок-контейнер СРПИ | А | В-1а | IIА Т3 | Зона 1 – закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования.<br>Зона 1 – открытые пространства вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещения зоны 1, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны; вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 1, ограниченные радиусом 3 м;<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Метанол, ингибитор коррозии, ингибитор парафиноотложений |

| Наименование здания (позиция по генеральному плану, степень огнестойкости строительных конструкций), помещения, технологического оборудования | Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 | Класс взрывопожарной и пожарной опасности (по ПУЭ) | Категория смеси | Класс взрывоопасности и границы взрывоопасных зон по Приложению 3 ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" | Наименование взрывопожароопасных веществ и материалов |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 6 Емкость дренажная подземная (5 м$^3$) | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат, метанол |
| 7 Сепаратор свечевой | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат, метанол |
| 8 Емкость дренажная подземная (12,5 м$^3$) | АН | В-Iг | IIА Т3 | Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств;<br>Зона 1 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 0, открытое пространство радиусом 3 м вокруг оголовков свечей<br>Зона 2 - открытое пространство радиусом 2,5 м от зоны 1; открытое пространство вокруг оголовков свечей на расстоянии 2 м от зоны 1 в любом направлении. | Газ природный, углеводородный конденсат, метанол |

## 7 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств

Проектной документацией выдвигаются ряд требований по объему и перечню сертификатов, которым должно соответствовать применяемое оборудование.

Оборудование индивидуального изготовления разрабатывается и поставляется по опросным листам и техническим требованиям, и содержат требования к сертификации.

К основным требованиям по сертификации оборудования, в зависимости от места установки и его назначения, относятся наличие:

– сертификата соответствия системы сертификации ГОСТ Р Госстандарта России;

– сертификата взрывозащиты;

– сертификата соответствия пожарной безопасности;

– сертификата (или декларация) соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования", утвержденному РК ТС от 18.10.2011 № 823;

– сертификата соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", утвержденному РК ТС от 18.10.2011 № 825;

– сертификата (или декларация) соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств", утвержденный Комиссией Таможенного союза, Решение № 879 от 09.12.2011;

– сертификата соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" от 02.07.2017 г. №41;

– сертификата об утверждении типа средств измерений, выданного Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии с описанием типа средства измерения (срок окончания действия не менее 12 месяцев от даты поставки на склад Заказчика).

# 8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников

В настоящем разделе приведены проектные решения по управлению, численности персонала, организации и оснащению рабочих мест.

В качестве исходных данных при разработке раздела приняты технические решения смежных разделов проекта: технологического, архитектурно-строительного, водоснабжения, электроснабжения и других.

## 8.1 Структура управления производством.

Объектами капитального строительства являются скважины, которые войдут в зону обслуживания завода СПГ Южно-Тамбейского ГКМ. Подключение скважин предусматривается в существующую газосборную сеть Южно-Тамбейского ГКМ. Размещение скважин предусматривается на существующих кустовых площадках с включением в их состав.

Основными объектами проектирования являются:

14.1

- газоконденсатные скважины – 10 шт.;
- газоконденсатные скважины (юрские отложения) – 18 шт.;
- газовые скважины – 1 шт.;
- кусты газовых скважин – 9 шт.;
- промысловый трубопровод DN300 (газопровод – шлейф) – 5,78 км;
- промысловый трубопровод DN400 (газопровод – шлейф) – 5,8 км.

Полный перечень оборудования, предусмотренный проектной документацией, приведен в соответствующих разделах.

Проектируемый комплекс объектов будет полностью интегрирован в существующие системы управления, безопасности, электроснабжения, водоснабжения, теплоснабжения и иные системы завода СПГ.

Все технические и организационные решения по управлению, эксплуатационному и ремонтному обслуживанию, режиму труда и отдыха и другие, действующие в составе завода СПГ, распространяются и на проектируемый комплекс объектов.

## 8.2 Вахтовый метод организации работ. Режим труда и отдыха.

Обслуживание проектируемого комплекса будет осуществляться вахтовым методом организации работ, принятым для всех подразделений завода СПГ.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год (глава 16, статья 104 Трудового Кодекса РФ). При этом общая продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленного Трудовым Кодексом Российской Федерации (статья 91 Трудового

Кодекса РФ).

К работам при вахтовом методе организации работ, допускаются работники, обладающие соответствующим образованием и (или) прошедшие инструктаж и проверку знаний по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности, а также при отсутствии медицинских противопоказаний, установленных Минздравсоцразвития России.

Допуск к самостоятельной работе оформляется специальным приказом или распоряжением.

Для эксплуатационного персонала завода СПГ, в том числе и для персонала проектируемого комплекса объектов, приняты следующие режимы труда:

- продолжительность вахты – 30 дней;
- продолжительность смены – 12 часов.

В состав одной вахты входят 2 смены:

- дневная смена – с 8.00 часов утра до 20.00 часов;
- ночная смена – с 20.00 часов до 8.00 часов утра.

Режим труда и отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до начала вахты.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности предусматривается рациональное чередование работы с перерывами на отдых с учетом специфики организации производства.

Перерывы для отдыха и питания должны быть не более 2-х часов и не менее 30 минут (статья 108 Трудового Кодекса РФ).

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха продолжительностью по 10 минут через каждый час работы (статья 109 Трудового Кодекса РФ).

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых дней с последующим предоставлением дополнительных дней отдыха.

### 8.3 Профессионально-квалификационный состав работников. Количество рабочих мест.

Численность персонала определена на основании действующих нормативных документов Российской Федерации, где учтены степень автоматизации производства, температурная зона района расположения объектов и вахтовый метод организации работ.

Основными нормативными документами при определении персонала являются:

- Нормативы численности рабочих в добыче газа. 2009.

В соответствии с нормативными документами приняты следующие коэффициенты:

– $К_1$ = 1,1 – вахтовый метод организации работ;

– $К_2$ = 1,1 – температурная зона;

- $К_3$ = 0,85 - оснащение системами автоматизации.

Расчет нормативной численности персонала приведен в таблице 8.1

**Таблица 8.1 - Расчет численности персонала по обслуживанию скважин**

| Наименование | Единица измерения | Норматив численности, человек | Кол-во | $К_3$ - АСУ | $К_1$ - в/м. $К_2$--темп. зона | Нормативная численность, человек |
|---|---|---|---|---|---|---|
| "Нормативы численности рабочих в добыче газа" (таблица 3.1.1.1, примечание 2) | | | | | | |
| Скважины | 1 скважина | 0,0998 | 21 | 0,85 | $К_1$=1,1 $К_2$ =1,1 | 2,15 |
| Кусты скважин | 1 куст | 0,024 | 7 | 0,85 | $К_1$=1,1 $К_2$ =1,1 | 0,17 |
| Трубопроводы шлейфы | 1 км. | 0,034 | 4,55 | 0,85 | $К_1$=1,1 $К_2$ =1,1 | 0,16 |
| "Нормативы численности рабочих линейных производственных управлений магистральных газопроводов ЛПУМГов" (таблица 3.2.1.2) | | | | | | |
| Крановая площадка с линейными крановыми узлами | 1 крановая площадка | 0,006 | 1 | 0,85 | $К_1$=1,1 $К_2$ =1,1 | 0,006 |
| **Всего** | | | | | | **2,48** |

На основании выполненных расчетов и проработок, в соответствии с принятыми решениями по организации эксплуатации объектов, общая рекомендуемая дополнительная численность персонала по обслуживанию скважин, предусмотренных в составе данной проектной документации, составит 2 человека (оператор по добыче нефти и газа 2-4 р.) Группа производственных процессов – 1б,2г.

Количество рабочих мест обслуживающего персонала соответствует количеству применяемого оборудования, зонам обслуживания и численности персонала максимальной смены одной вахты.

Численность персонала проектируемого комплекса объектов составляет 2 человека, в том числе:

- персонал одной вахты – 1 человек;
- персонал максимальной смены (дневной) – 1 человек.

Проектной документацией предусматривается 1 рабочее место.

Рабочие места персонала располагаются в существующих зданиях, в которых рабочие места аттестованы в установленном порядке.

Во всех зданиях и помещениях предусмотрены организация и оснащение рабочих мест согласно действующим нормативным документам.

### 8.4 Организация и оснащение рабочих мест.

Организация и оснащение рабочих зон соответствует требованиям нормативных и

правовых актов по охране труда, обеспечивает удобство, оперативность и надежность обслуживания проектируемого объекта.

На каждом рабочем месте у соответствующего персонала находится комплект необходимых инструкций по утвержденному перечню:

- должностные для обслуживающего персонала;
- по эксплуатации оборудования;
- по охране труда;
- по пожарной безопасности.
- плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛА).

Должностная инструкция является основным организационно-правовым документом, в котором четко определяются место и значение конкретной должности в структуре организации, а именно: задачи, основные права, обязанности и ответственности работника при осуществлении им трудовой деятельности согласно занимаемой должности.

Инструкциями по эксплуатации оборудования определяются права, обязанности и ответственность эксплуатационного персонала:

- последовательность операций по пуску, остановке и производству технологических процессов;
- порядок обслуживания сооружений, оборудования, коммуникаций и средств контроля и автоматизации в эксплуатационном режиме, а также при возможных нарушениях нормальной работы;
- меры по предупреждению аварий, а также действия персонала при их возникновении и ликвидации;
- меры по технике безопасности.

Разработка инструкций по охране труда осуществляется на основе требований безопасности, изложенных в эксплуатационной и ремонтной документации предприятий-изготовителей оборудования, а также в технической документации предприятия, с учетом условий межотраслевых (отраслевых) типовых инструкций по охране труда, требований производства.

Каждое предприятие должно иметь общую инструкцию по пожарной безопасности и инструкции для всех взрывоопасных и пожароопасных помещений (участков, цехов, складов и т.д.); все сотрудники предприятия должны ознакомиться с этими документами во время противопожарных инструктажей, производственного обучения. Инструкции должны быть размещены на видных местах предприятия. Каждая инструкция должна быть зарегистрирована в соответствующем журнале.

Разработка плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛА) обязательна для предприятий, эксплуатирующих взрывопожароопасные объекты, вне зависимости от организационно-правовых форм, а также форм

собственности.

ПМЛЛА содержит краткую характеристику опасности объекта (технического блока, установки и т. д.), мероприятия по защите персонала и действиям по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, подробный анализ опасности возможных аварийных ситуаций на объекте.

Труд работников должен быть организован в соответствии с "Трудовым кодексом Российской Федерации", отражающим основные принципы правового регулирования трудовых отношений между работодателем и работником.

# 9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объектов капитального строительства

## 9.1 Общие положения.

Политика ОАО "Ямал СПГ", а также цели и задачи в области ПБиОТ:

- минимизация рисков и предотвращение угрозы аварийности, травматизма и заболеваемости персонала и населения повсеместно, где это достижимо, с учетом современного уровня развития и возможностей Компании;
- соблюдение требований законодательства РФ, соответствовать Принципам и Правилам IFC и ЕБРР, международным стандартам в этой области;
- постоянное улучшение и совершенствование деятельности, поддержание уровня знаний и ответственности персонала к требованиям в области ПБиОТ.

Безопасная эксплуатация проектируемых объектов, относящихся к опасным производственным объектам, и охрана труда работников обеспечиваются:

- выполнением требований Технических регламентов (Федеральных законов РФ), нормативно-технических документов, отраслевых стандартов и стандартов ОАО "Ямал СПГ" при разработке решений во всех частях проектной документации;
- ведением авторского надзора проектной организацией, других видов надзора за строительством, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации;
- соблюдением эксплуатационным персоналом требований технологических регламентов, правил безопасности труда, должностных инструкций, инструкций по технике безопасности, других режимных документов предприятия при производстве отдельных видов работ, обслуживании оборудования в штатных и аварийных ситуациях в части обеспечения электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности при работе с вредными веществами, отходами производства, нагретыми поверхностями, движущимися и подъемными механизмами, при выполнении газо-и огнеопасных работ и пр., а также при локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций;
- выполнением администрацией предприятия требований по созданию на рабочих местах безопасных условий труда, обеспечением работников бесплатными СИЗ и СИЗОД в соответствии с действующими нормами;
- предоставлением администрацией установленных законодательством и трудовыми соглашениями льгот и компенсаций.

Дополнительный персонал завода СПГ ЮТ ГКМ для обслуживания проектируемых объектов предусмотрен на основании выполненных расчетов. Его численность и квалификационный состав приведены в разделе 8 настоящего тома.

## 9.2 Решения, направленные на соблюдение требований безопасности и охраны труда.

Для объектов газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения проектной документацией предусмотрены технологические, технические, конструкторские и строительные решения, разработанные с учетом норм и правил в области промышленной безопасности и охраны труда, действующих в Российской Федерации и на объектах ОАО "Ямал СПГ", а именно:

- применяемое оборудование и трубопроводы имеет конструкцию и компоновку, обеспечивающие условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами техники безопасности и эргономики (наличие площадок обслуживания соответствующих размеров, доступность мест обслуживания, освещенность, отопление и др.);
- конструкция и форма всех элементов, с которыми обслуживающий персонал осуществляет непосредственный контакт, в процессе трудовой деятельности, соответствуют антропометрическим характеристикам человека и отвечают требованиям ГОСТ 12.2.049;
- составные части применяемого оборудования удобны в монтаже, демонтаже, ремонте и эксплуатации, складировании, упаковке и транспортировании. Детали и сборочные единицы массой более 20 кг имеют приспособления для подъема, опускания и удержания на весу при монтажных и ремонтных работах;
- оборудование, подлежащее установке, имеет сертификаты соответствия, гарантийные обязательства производителей, монтажную и эксплуатационную документацию, диагностирующие приборы и кабели;
- материалы и конструкции выбраны из расчета обеспечения достаточной прочности и надежной эксплуатации газопровода во всем рабочем диапазоне давлений и температур транспортируемой среды;
- для проведения технического обслуживания и ремонта оборудования обвязки скважин, ЗРА и газопроводов-шлейфов предусмотрено применение специального инструмента;
- общая освещенность в местах размещения технологического оборудования соответствует требованиям СП 52.13330.2016 "СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение" в зависимости от разряда выполняемой работы;
- фирменные знаки, указатели и предупредительные надписи должны быть четкими и размещаться в местах, удобных для обнаружения.

***Для обеспечения безопасности труда при возможном контакте с вредными веществами предусмотрено:***

- применение прогрессивной технологии производства (замкнутый цикл, автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление,

автоматический контроль процессов и операций), исключающей/минимизирующий контакт человека с вредными веществами,

- герметизация всех трубопроводов и емкостного оборудования,
- обеспечение работников СИЗ и СИЗОД.

### 9.3 Обеспечение персонала СИЗ и СИЗОД.

Наименование и нормы бесплатной выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты для дополнительного персонала, предусмотренного проектной документацией представлены в таблице 9.1.

Проектными решениями предусматривается эксплуатация оборудования расширения без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управление и контроль за работой основного технологического оборудования осуществляется дистанционно из операторной.

**Таблица 9.1 - Перечень СИЗ основного производственного персонала**

| № | Наименование профессий и должностей | Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты | Норма выдачи (штуки, комплекты, пары) |
|---|---|---|---|
| 1. | Оператор по добыче нефти и газа | Костюм брезентовый или | 1 |
| | | Костюм хлопчатобумажный антистатический с масловодоотталкивающей пропиткой | 1 |
| | | Белье нательное хлопчатобумажное | 2 комплекта |
| | | Головной убор летний (кепи или бейсболка) | 1 |
| | | Плащ непромокаемый | 1 на 3 года |
| | | Жилет сигнальный | до износа |
| | | Ботинки или сапоги кожаные | 1 пара |
| | | Сапоги резиновые или | 1 пара |
| | | Сапоги болотные | 1 пара |
| | | Рукавицы брезентовые или | 36 пар |
| | | Перчатки с защитным покрытием | до износа |
| | | Перчатки трикотажные хлопчатобумажные | 12 пар |
| | | Наушники противошумные | до износа |
| | | Очки защитные | до износа |
| | | Каска защитная | 1 на 2 года |
| | | **Зимой дополнительно:** | |
| | | Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с масловодоотталкивающей пропиткой в I, II, III поясах | по поясам |
| | | Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с масловодоотталкивающей пропиткой и с утепленным бельем в IV и особом поясах | по поясам |
| | | Белье нательное шерстяное в III, IV и особом поясах | 1 комплект |
| | | Полушубок или костюм меховой в III, IV и особом поясах | 1 на 4 года |
| | | Шапка-ушанка | 1 на 2 года |

| № | Наименование профессий и должностей | Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты | Норма выдачи (штуки, комплекты, пары) |
|---|---|---|---|
| | | Подшлемник трикотажный в III, IV и особом поясах | 1 |
| | | Подшлемник на меховой подкладке в IV и особом поясах | 1 на 2 года |
| | | Рукавицы утепленные или | 2 пары |
| | | Перчатки из полимерных материалов морозостойкие | 2 пары |
| | | Рукавицы меховые в IV и особом поясах | 1 пара |
| | | Сапоги кожаные меховые или унты в III, IV и особом поясах | 1 пара на 3 года |
| | | Чулки меховые в III, IV и особом поясах | 2 пары |
| | | Валенки | по поясам |
| | | Галоши на валенки | 1 пара на 2 года |

При нормальном режиме эксплуатации оборудования нет необходимости применять СИЗОД. Однако, при проведении ремонтных работ внутри емкостей, оборудования и в плохо проветриваемых помещениях необходимо использовать изолирующие противогазы, применение фильтрующих противогазов в указанных местах запрещено.

При аварийных ситуациях для покидания зоны опасной для здоровья и жизни, а также для проведения работ в местах, где возможно скопление вредных паров и газов, персонал обеспечивается фильтрующими противогазами марки БКФ и шланговыми противогазами. Противогазы марки БКФ приняты из условия их универсального применения при контакте с опасными веществами, обращающимися на объектах.

После введения проектируемых объектов в действие должен быть создан аварийный запас газозащитных средств (количество и типы) с учетом дополнительной численности работающих, удаленности объекта, специфики выполняемых работ, а также согласован со службой газовой безопасности и утвержден руководителем компании.

В случае аварии на оборудовании с обращающимся метанолом, персонал, занятый на аварийно-ремонтных работах при контакте с метанолом, должен иметь противогаз с фильтрующей коробкой марки А или БКФ, прорезиненный фартук, резиновые сапоги, рукавицы и другие СИЗ.

При возникновении возможных аварий, связанных с утечкой метанола необходимо ликвидировать все источники огня, устранить течь и воспользоваться абсорбирующими материалами (засыпать песком). При необходимости локализовать пролитую жидкость барьером или канавкой. Для уменьшения опасности, которую представляют пары метанола и возможный пожар, при устранении утечки можно использовать устойчивую к фторуглеродному спирту пену. Сбор жидкости необходимо осуществлять несгораемыми сорбентами. Не допускается попадания пролитого метанола в канализационные коллекторы, замкнутые резервуары, дренажные системы или водотоки. Рекомендуемым методом утилизации является – сжигание.

Для защиты кожи от вредных производственных факторов и профессиональных

заболеваний, рекомендуется использовать защитные средства очищающего, защитного и универсального действия, предназначенные для профессионального ухода за кожей, подверженной постоянным производственным стрессам (мягкие очищающие средства без абразива для очистки кожи от устойчивых загрязнений, крема против обморожения и обветривания, косметические средства от гнуса и пр.).

### 9.4 Бытовое обслуживание трудящихся.

Мероприятия по охране труда являются приоритетными в программе социального обеспечения коллектива компании и направлены на сохранение здоровья, работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение производительности труда.

В соответствии с решением Компании, постоянные рабочие места дополнительного персонала в количестве 2-х человек будут размещены в здании АБК Административной зоны завода Ямал СПГ. В здании АБК в достаточной мере предусмотрены санитарно-бытовые помещения (санузлы, гардеробные, комнаты обогрева и т.п.) и приборы, доступные для пользования вышеуказанным персоналом.

Питание работающего персонала будет обеспечиваться в столовой находящейся на территории административной зоны, рассчитанной на 250 посадочных мест.

Медицинское обслуживание предусматривается в кабинете оказания первой медицинской помощи в здании Общественного центра на территории вахтового поселка. Также, фельдшерская медицинская помощь может быть оказана в медицинском кабинете, расположенном в здании спортивного блока с бассейном площадка вахтового поселка. В случае необходимости амбулаторного лечения или случаев интенсивной терапии предусматривается эвакуация персонала в больницу поселка Сабетта.

Для организации повседневного кратковременного досуга на территории вахтового поселка в зданиях Общественного центра и Спортивного блока с бассейном имеется комплекс помещений спортивно-оздоровительного предназначения (спортзалы, бассейны, тренажерные залы, бильярдные и сауны).

Для организации культурного досуга работников ЮТГКМ в здании Общественного центра находятся библиотека, универсальный зал и зал собраний. Также здесь расположены помещения мастерских по ремонту мебели, одежды, обуви, сантехническая мастерская, помещения парикмахерской, отделение банка, кассы по продаже авиа и ж/д билетов, торговый зал общего назначения.

## 9.5 Оценка вредных факторов производственного процесса и их влияния на условия труда персонала.

Данные о вредных факторах производственного процесса представлены в виде санитарно-гигиенической оценки условий труда при воздействии факторов рабочей среды и трудового процесса.

Гигиеническая оценка условий труда выполнена для рабочей зоны дополнительного производственного персонала, обслуживающего объекты расширения и обустройства кустовых площадок ЮТ ГКМ.

Необходимо отметить, что в технологических процессах на проектируемых объектах не применяются вещества, перечисленные в Приложениях 2…6 к “Руководству по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда”.

**Химический фактор**

Основными возможными вредными химическими выделениями в воздух рабочих зон на проектируемых объектах являются газ, а также пары конденсата и метанола.

В процессе эксплуатации объектов непосредственный контакт работников с вредными веществами исключается за счет применения герметичного оборудования, комплексной механизации и автоматизации технологических процессов и операций, средств индивидуальной защиты.

Результаты расчетов, приведенные в томе 8.2.1 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды" часть 2 "Оценка воздействия на атмосферный воздух", показывают, что для дополнительного производственного процесса при нормальном режиме эксплуатации оборудования максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в районе расположения проектируемых объектов не превышают ПДК в воздухе рабочей зоны.

*Класс условий труда – 2 (допустимый).*

**Биологический фактор**

В производственных процессах на проектируемых объектах КГС не применяются патогенные микроорганизмы и препараты, содержащие живые клетки и споры микроорганизмов, перечисленные в таблице 2 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда".

*Класс условий труда – 1 (оптимальный).*

**Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия (АПФД)**

На объектах добычи газа Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения отсутствуют источники АПФД, перечисленные в таблице 3 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке …".

Воздействие на органы дыхания сварочного аэрозоля, выделяемого при выполнении сварочных работ в воздух рабочей зоны слесарей, нейтрализуется при применении СИЗОД, и не превышает ПДУ.

*Класс условий труда – 2 (допустимый).*

**Виброакустические факторы**

Шум

Основными источниками шумового воздействия на проектируемых объектах является процесс продувки газа на факел ГФУ (аэродинамический шум). Поскольку продувка скважин осуществляется периодически (при вводе скважин в эксплуатацию, при ликвидации гидратных пробок и перед исследованиями) и строго регламентировано во времени (не более 72 часов), а нахождение персонала около ГФУ в это время запрещено инструкциями по технике безопасности, данный вид шумового воздействия на персонал, обслуживающий проектируемые объекты будет незначителен.

Также, к оборудованию, являющемуся источником периодического шумового воздействия, на площадках кустов скважин относятся насосные агрегаты, расположенные в блок-боксе системы регулируемой подачи ингибитора.

Уровень звука на территории проектируемых объектов в местах перемещения обслуживающего персонала не превышает нормативных значений (80 дБА).

Более подробно оценка шумового воздействия на окружающую среду, в т.ч. и на обслуживающий персонал представлена в материалах проектной документации в томе 8.2.1 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды" часть 2 "Оценка воздействия на атмосферный воздух".

*Класс условий труда – 2 (допустимый).*

Вибрация общая и локальная

Дополнительный персонал, обслуживающий кусты газовых скважин и газосборную сеть, подвержен локальной вибрации, возникающей преимущественно при работе с ручным электроинструментом. Применение оборудования генерирующего общую вибрацию настоящей проектной документацией не предусмотрено.

Для предотвращения вредного влияния локальной вибрации на персонал, все применяемые инструменты должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.540-96.

Запрещается использование новых ручных инструментов без гигиенической оценки безопасности (гигиенического сертификата), а также использование ручных инструментов, находящихся в неисправном состоянии, технические характеристики которых не соответствуют требованиям действующих СанПиН. Электроинструмент используется периодически, следовательно, воздействие локальной вибрации не будет превышать ПДУ.

Кроме того, обслуживание проектируемых объектов носит периодический характер и время нахождения работников, в местах возникновения вибраций при проведении

профилактических осмотров, как правило, незначительно и вибрационное воздействие на них будет находиться в пределах допустимых величин.

Инфразвук, ультразвук

В процессе производства оборудование, излучающее колебания вне порогов слышимости, не используется. Таким образом, персонал не работает с оборудованием, являющимся источником воздушного и контактного ультразвука.

**Микроклимат**

Постоянные рабочие места дополнительного персонала располагаются в существующих производственных помещениях здания АБК, где обеспечены нормативные показатели микроклимата согласно проектной документации "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение государственной экспертизы №060-17/ГГЭ-8113/02.

Работы в условиях охлаждающей среды (на открытых территориях в холодное время года проводятся при соблюдении требований к мерам защиты от охлаждения.

Средняя температура воздуха зимних месяцев в районе расположения объектов строительства составляет в: декабре – 20.7°С, январе – 24.6°С и феврале – 26.2°С. Средней за указанный период является температура воздуха, равная – 23.8 °С, что согласно таблице 9 "Руководства по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда" соответствует классу условий труда работающих по показателям микроклимата 3.1.

Однако, при нормальном режиме эксплуатации проектируемых объектов добычи газа, работники основную часть рабочего времени находятся в существующих производственных и административно-бытовых помещениях, в которых системы вентиляции и отопления обеспечивают показатели микроклимата, соответствующие 2 классу условий труда. Для периодического пребывания на открытых площадках в холодный период года, обслуживающий персонал обеспечивается комплектом специальной теплой одежды в соответствии с нормами выдачи СИЗ и СИЗОД.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, при входе в помещения для обогрева рекомендуется снимать верхнюю утепленную одежду.

**Световая среда**

Нормы освещенности для проектируемых объектов приняты в соответствии с разрядами зрительных работ согласно СП 52.13330.2016 и СанПиН 1.2.3685-21.

Для наружного освещения:

- на площадках обслуживания технологического оборудования - 5 лк;
- проходы, проезды – 1,0 лк.

Количество и мощность осветительной аппаратуры определены согласно

СП 52.13330.2016 в соответствии с нормированными величинами освещенности в зависимости от разряда зрительных работ.

Класс условий труда по показателям световой среды рабочих мест обслуживающего персонала является допустимым.

Неионизирующие электромагнитные поля и излучения

Оборудование, показатели излучения магнитного, электрического и электростатического полей которого превышают ПДУ, обслуживается периодически в соответствии с допустимыми нормами.

Класс условий труда по электромагнитным полям и излучениям и электрическим полям промышленной частоты на рабочих местах работников, обслуживающих объекты КГС – 2 (допустимый).

**Работа с источниками ионизирующих излучений**

Источники техногенного ионизирующего излучения на объектах расширения и обустройства кустов газовых скважин отсутствуют.

**Тяжесть и напряженность трудового процесса**

Оценка тяжести и напряженности трудового процесса работников выполнена в соответствии с таблицами 17 и 18 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке …" с учетом категорий выполняемых эксплуатационным персоналом работ – Iб, IIб.

Для снижения тяжести и напряженности труда персонала, обеспечения их допустимых значений данным проектом даны рекомендации по:

- организации производственных процессов (механизация и автоматизация операций);
- чередованию выполняемых операций;
- рациональному режиму труда и отдыха;
- совершенствованию форм и частоты передаваемой информации;
- повышению уровня профессиональной подготовки и квалификации.

**Общая гигиеническая оценка условий труда**

Общая оценка условий труда работников, обслуживающих проектируемые объекты по степени вредности и опасности, выполнена с учетом рекомендаций раздела 5.11 Р 2.2.2006-05 "Руководство по гигиенической оценке …", требований СанПиН 1.2.3685-21 и приведена в таблице 9.2

**Таблица 9.2 – Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности**

| Факторы | Классы условий труда | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | оптимальный | допустимый | вредный | | | | Опасный (экстремальный) |
| | 1 | 2 | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 4.3 | 4 |
| Химический | | ◙ | | | | | |
| Биологический | ◙ | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Аэрозоли ПФД | | | ◙ | | | | | |
| Акустические | шум | | ◙ | | | | | |
| | инфразвук | ◙ | | | | | | |
| | ультразвук воздушный | ◙ | | | | | | |
| Вибрация | общая | ◙ | | | | | | |
| | локальная | | ◙ | | | | | |
| Ультразвук контактный | | ◙ | | | | | | |
| Неионизирующие излучения | | | ◙ | | | | | |
| Ионизирующие излучения | | ◙ | | | | | | |
| Микроклимат | | | ◙ | | | | | |
| Освещение | | | ◙ | | | | | |
| Тяжесть труда | | | ◙ | | | | | |
| Напряженность труда | | | ◙ | | | | | |
| Общая оценка условий труда | | | ◙ | | | | | |

Результаты выполненной оценки показывают, что при реализации предусмотренных проектной документацией, выполнении эксплуатационным персоналом мероприятий и инструкций по охране труда, требований руководящих документов, инструкций по организации производства, применении соответствующих средств индивидуальной защиты на рабочих местах обеспечиваются допустимые и безопасные условия труда.

Однако, решение по общей оценке условий труда персонала целесообразно принять по результатам фактических замеров при проведении специальной оценки условий труда после ввода объектов в эксплуатацию, в соответствии с ФЗ-426 "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013.

Итоговая гигиеническая оценка условий труда персонала устанавливается по наиболее высокому классу вредности в соответствии с приложением № 22 к "Методике проведения специальной оценки условий труда".

В случае выявления отклонений от санитарно-гигиенических норм и установления степени вредности и опасности факторов производственной среды, работникам предусматриваются льготы и компенсации в установленном законодательством порядке.

## 10 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу, количестве отходов и сбросов в водные объекты

При эксплуатации проектируемых скважин расширяемых кустов скважин Южно-Тамбейского ГКМ источниками загрязнения атмосферы будут являться:

- неорганизованные выбросы за счет утечек через неплотности фланцев, установленных в обвязке скважин (ИЗАВ 6221-6228);
- амбары УГГ продувки скважин (при регламентных продувках скважин режиме работы дежурных горелок на ГФУ) – выброс осуществляется на существующие ИЗАВ 0496, 0596, 0501, 0502, 0504, 0507, 0508.
- дыхательная арматура дренажных емкостей 3020-V-001, 4020-V-001 на площадках кустов скважин №30, 40 – ИЗАВ 0689, 0693;
- дыхательная арматура емкостей ингибитора коррозии, установлены в блок контейнерах СРПИ, расположенных на площадках кустов скважин (кусты №30, 40) – ИЗАВ 0687, 0691;
- дыхательная арматура емкостей ингибитора парафиноотложения, установлены в блок-контейнерах СРПИ, расположенных на площадках кустов скважин (кусты №30, 40) – ИЗАВ 0688, 0692;
- вентиляционные трубы блок-боксов СРПИ на площадках кустов скважин №30, 40 – ИЗАВ 0686, 0690.
- выхлопные трубы ДЭС (существующие реконструируемые ИЗАВ 0512, 0516, 0517, 0519, 0523, 0529, новые ИЗАВ 0684, 0685)
- дефлекторы помещения ДЭС (процессы заправки баков ДЭС) (существующие ИЗАВ 6206, 6211, 6212, 6213, 6215, 6219, новые ИЗАВ 6223, 6229).

При эксплуатации проектируемых скважин расширяемых кустов скважин Южно-Тамбейского ГКМ в атмосферу поступят:

- смесь углеводородов предельных С1-С5, смесь углеводородов предельных С6-С10, метанол, углеводороды предельные С12-С19 – за счет утечек через неплотности, фланцев, установленных на трубопроводах и оборудовании в обвязке проектируемых скважин;
- азота диоксид, азота (II) оксид, углерод оксид, метан, сажа – при регламентных продувках скважин со сжиганием газа на УГГ продувки скважин и в режиме работы дежурных горелок;
- изобутиловый спирт, метанол, триэтилентетрамин, сольвент нафта – через вентиляционную трубу блок-боксов СРПИ на площадках кустов скважин №30, 40;
- изобутиловый спирт, триэтилентетрамин, сольвент нафта – при “дыхании“ емкостей ингибитора коррозии в блок-боксах СРПИ на площадках кустов

- скважин №30, 40, емкостей дренажных 3020-V-001, 4020-V-001 на площадках кустов скважин №30, 40;
- сольвент нафта – при “дыхании“ емкостей ингибитора парафиноотложения в блок-боксах СРПИ на площадках кустов скважин №30, 40.
- при работе ДЭС в атмосферу выделяются диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, бенз/а/пирен, керосин, формальдегид.
- при заправке баков ДЭС дизельным топливом выделяются сероводород, углеводороды предельные С12-С19.

В таблице 10.1 приведен перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов Южно-Тамбейского ГКМ.

**Таблица 10.1 – Перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов**

| Код загрязняющего вещества | Наименование загрязняющего вещества | Предельно допустимая концентрация загрязняющего вещества, мг/м$^3$ | | | | Класс опасности |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ПДК$_{м.р.}$ | ПДК$_{с.с.}$ | ПДК$_{сг}$ | ОБУВ | |
| 0301 | Азота диоксид | 0,2 | 0,1 | 0,04 | - | 3 |
| 0304 | Азота (II) оксид | 0,4 | - | 0,06 | - | 3 |
| 0328 | Углерод (Пигмент черный) | 0,15 | 0,05 | 0,025 | - | 3 |
| 0330 | Сера диоксид | 0,5 | 0,05 | - | - | 3 |
| 0333 | Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид,гидросульфид) | 0,008 | - | 0,002 | - | 2 |
| 0337 | Углерод оксид | 5,0 | 3,0 | 3,0 | - | 4 |
| 0410 | Метан | - | - | - | 50 | - |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных $C_1$-$C_5$ (кроме метана) | 200,0 | 50,0 | - | - | 4 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных $C_6$-$C_{10}$ | 50,0 | 5,0 | - | - | 3 |
| 0703 | Бенз/а/пирен | - | 1нг/м3 | 1нг/м3 | - | 1 |
| 1048 | Изобутиловый спирт | 0,1 | - | - | - | 4 |
| 1052 | Метанол | 1,0 | 0,5 | 0,2 | - | 3 |
| 1325 | Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид) | 0,05 | 0,01 | 0,003 | - | 2 |
| 1865 | Триэтилентетрамин | - | - | - | 0,01 | - |
| 2732 | Керосин | - | - | - | 1,2 | - |
| 2750 | Сольвент нафта | - | - | - | 0,2 | - |
| 2754 | Углеводороды предельные $C_{12}$-$C_{19}$) | 1,0 | - | - | - | 4 |

Более подробно оценка воздействия на атмосферный воздух приведена в томах ООС1.1, ООС1.2.

*Водоснабжение и водоотведение объектов проектирования*

На площадке проектируемых кустов газовых скважин, в связи с отсутствием постоянного обслуживающего персонала, система хозяйственно-питьевого водоснабжения проектными решениями не предусматривается. Блок-боксы и блок-контейнеры санитарными узлами не оборудуются.

Расход воды на производственные нужды не требуется, следовательно, система производственного водоснабжения не предусмотрена.

На кустовых площадках противопожарное водоснабжение не предусматривается на основании ст. 99 №123-ФЗ.

Проектными решениями сбросов загрязненных стоков с территории скважин не предусматривается. Проектирование вертикальной планировки территории для вновь возводимых зданий и сооружений выполнено с учетом минимизации объемов земляных работ с минимальным перемещением грунта и с учетом беспрепятственного отвода дождевых и талых вод с территории строительства.

Во исполнение ст. 65 Водного кодекса РФ для предохранения поверхностных вод от загрязнения дождевыми и талыми стоками на существующих площадках, отсутствуют источники возможного загрязнения водной среды: хранения отходов производства и потребления, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ, пунктов захоронения радиоактивных отходов; автозаправочных станций, складов горюче-смазочных материалов, станций технического обслуживания, используемых для технического осмотра и ремонта транспортных средств, осуществление мойки транспортных средств.

При ремонте проектируемых скважин сбор загрязненных стоков осуществляется в инвентарные поддоны и емкости.

# 11 Перечень мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду

## 11.1 Атмосферный воздух.

Для обеспечения безопасности и безаварийной работы технологических установок, предотвращения и снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу проектом предусмотрены следующие решения:

- применение технологического оборудования, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, труб, соответствующих требованиям стандартов безопасности труда, техническим условиям заводов-изготовителей России и климатическим условиям района строительства;
- оснащение технологического оборудования средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- вся запорная и предохранительная арматура принята по классу "А" герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015;
- электрооборудование во взрывоопасных зонах помещений и наружных площадок запроектировано во взрывозащищенном исполнении;
- использование труб с обязательным гидравлическим испытанием;
- преимущественное использование сварных соединений на газопроводах и трубопроводах с пожароопасными и токсичными веществами;
- контроль качества сварных соединений труб физическими неразрушающими методами (ультразвуком, с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием);
- оснащение технологических установок системой пожаротушения, включающей установку пожарной сигнализации;
- материалы, конструкция сосудов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне давлений и температур сред;
- расчетная толщина стенок сосудов определена с учетом расчетного срока эксплуатации и неблагоприятных воздействий (коррозии) внутренней и внешней среды;
- наружная поверхность оборудования и трубопроводов имеет антикоррозионное покрытие;
- в нормативные сроки производится контроль сосудов и трубопроводов на эрозионный износ методами ультразвуковой толщинометрии; с такой же регулярностью производится техническое освидетельствование сосудов

высокого давления в соответствии с требованиями “Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”;

- контроль параметров технологического процесса с выводом сигналов об отклонении от режима оператору УКПГ с сигнализацией превышения заданных параметров технологического процесса и автоматическими блокировками для обеспечения безопасной работы;
- защита от механических повреждений, образования гидратных пробок, эрозионного износа оборудования и трубопроводов;
- автоматическое или дистанционное отключение аварийного участка, обеспечение взрывопожаробезопасности, предупреждение развития промышленных аварий.

### 11.2 Водная среда.

Основным требованием к природозащитным мероприятиям является соблюдение действующих нормативно-правовых, нормативно-технических и методических документов, разработанных с учётом требований по охране окружающей среды.

С целью предотвращения загрязнения, засорения, заиления водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов, на территориях, которые примыкают к береговым линиям рек, ручьёв, озёр, водохранилищ соблюдаются ограничения хозяйственной и иной деятельности согласно ст. 65 Водного кодекса РФ от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ.

В пределах водоохранных зон поверхностных водных объектов соблюдаются следующие ограничения хозяйственной деятельности:

- сброс сточных, в том числе дренажных, вод;
- отсутствуют места размещения отходов производства и потребления, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ, пункты размещения радиоактивных отходов;
- не осуществляется авиационные меры по борьбе с вредными организмами;
- запрещено движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных транспортных средств), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;
- складов горюче-смазочных материалов, станций технического обслуживания, используемых для технического осмотра и ремонта транспортных средств, осуществление мойки транспортных средств.

В границах ВОЗ допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод, в соответствии с водным законодательством и

законодательством в области охраны окружающей среды.

Предусматриваются следующие мероприятия, направленные на предупреждение загрязнения ВОЗ и соответственно водного объекта:

- на период строительства дождевые, талые, и дренажных воды предлагается утилизировать путем сбора с поверхности площадок в лотки, расположенные по периметру последних, далее направлять в накопительные емкости. По мере накопления из емкостей сточные воды будут вывозиться автоцистернами на очистные сооружения ливневых вод для очистки и дальнейшей утилизации. При эксплуатации в связи с принятыми проектными решениями (отсутствие постоянно присутствующего персонала, отсутствие образования хоз-бытовых и производственных сточных вод) сбросов загрязненных стоков с территории подключения скважин не предусматривается.
- предусмотрены сооружения, обеспечивающие защиту водных объектов и прилегающих к ним территорий от разливов нефти и нефтепродуктов и иного негативного воздействия на окружающую среду.

Под сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения, заиления и истощения вод, понимаются:

- централизованные системы водоотведения (канализации), централизованные ливневые системы водоотведения;
- сооружения и системы для отведения (сброса) сточных вод в централизованные системы водоотведения, если они предназначены для приёма таких вод;
- сооружения для сбора отходов производства и потребления, а также сооружения и системы для отведения (сброса) сточных вод в приёмники, изготовленные из водонепроницаемых материалов.

Строительно-монтажные площадки, городки строителей, вспомогательные сооружения и другие объекты должны располагаться за пределами ВОЗ и ЗСО.

При оборудовании строительно-монтажной площадки будут предусмотрены специальные зоны для технического оборудования, мойки, заправки машин и механизмов. Расположение этих зон исключит:

- нарушение направлений поверхностного стока воды;
- разлив горюче-смазочных материалов, смол и других материалов;
- загрязнение территории отходами производства;
- попадание сточных вод, топлива, масла в проточную воду;
- возгорание растительности и торфяников из-за работы неисправных технических средств.

***Водоохранные мероприятия в пределах ЗСО поверхностных источников водоснабжения***

Трасса газопровода проходит по краю II и III поясов водозабора в устьевой части р. Сабеттая.

На основании СанПин 2.1.4.1110-02 планируется выполнение следующих мероприятий:

Мероприятия по второму и третьему поясам:

- Выявление объектов, загрязняющих источники водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источниками финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;
- Регулирование отведения территории для нового строительства жилых, промышленных и сельскохозяйственных объектов, а также согласование изменений технологий действующих предприятий, связанных с повышением степени опасности загрязнения сточными водами источника водоснабжения;
- Недопущение отведения сточных вод в зоне водосбора источника водоснабжения, включая его притоки, не отвечающих гигиеническим требованиям к охране поверхностных вод;
- Все работы, в том числе добыча песка, гравия, донноуглубительные в пределах акватории ЗСО допускаются по согласованию с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора лишь при обосновании гидрологическими расчетами отсутствия ухудшения качества воды в створе водозабора;
- Использование химических методов борьбы с эвтрофикацией водоемов допускается при условии применения препаратов, имеющих положительное санитарно-эпидемиологическое заключение государственной санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации;
- При наличии судоходства необходимо оборудование судов, дебаркадеров и брандвахт устройствами для сбора фановых и подсланевых вод и твердых отходов; оборудование на пристанях сливных станций и приемников для сбора твердых отходов;
- Не производятся рубки леса главного пользования и реконструкции, а также закрепление за лесозаготовительными предприятиями древесины на корню и лесосечного фонда долгосрочного пользования. Допускаются только рубки ухода и санитарные рубки леса;
- Запрещение расположения стойбищ и выпаса скота, а также всякое другое использование водоема и земельных участков, лесных угодий в пределах

прибрежной полосы шириной не менее 500 м, которое может привести к ухудшению качества или уменьшению количества воды источника водоснабжения;

- Использование источников водоснабжения в пределах второго пояса ЗСО для купания, туризма, водного спорта и рыбной ловли допускается в установленных местах при условии соблюдения гигиенических требований к охране поверхностных вод, а также гигиенических требований к зонам рекреации водных объектов;
- В границах второго пояса зоны санитарной охраны запрещается сброс промышленных, сельскохозяйственных, городских и ливневых сточных вод, содержание в которых химических веществ и микроорганизмов превышает установленные санитарными правилами гигиенические нормативы качества воды;
- Границы второго пояса ЗСО на пересечении дорог, пешеходных троп и пр. обозначаются столбами со специальными знаками.

**Мероприятия по второму и третьему поясам ЗСО**

- Выявление объектов, загрязняющих источники водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источниками финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.
- Регулирование отведения территории для нового строительства жилых, промышленных и сельскохозяйственных объектов, а также согласование изменений технологий действующих предприятий, связанных с повышением степени опасности загрязнения сточными водами источника водоснабжения.
- Недопущение отведения сточных вод в зоне водосбора источника водоснабжения, включая его притоки, не отвечающих гигиеническим требованиям к охране поверхностных вод.
- Все работы, в том числе добыча песка, гравия, донноуглубительные в пределах акватории ЗСО допускаются по согласованию с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора лишь при обосновании гидрологическими расчетами отсутствия ухудшения качества воды в створе водозабора.
- Использование химических методов борьбы с эвтрофикацией водоемов допускается при условии применения препаратов, имеющих положительное санитарно-эпидемиологическое заключение государственной санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации.
- При наличии судоходства необходимо оборудование судов, дебаркадеров и

брандвахт устройствами для сбора фановых и подсланевых вод и твердых отходов; оборудование на пристанях сливных станций и приемников для сбора твердых отходов.

**Мероприятия по санитарно-защитной полосе водоводов:**

- В пределах санитарно-защитной полосы водоводов должны отсутствовать источники загрязнения почвы и грунтовых вод;
- Не допускается прокладка водоводов по территории свалок, полей ассенизации, полей фильтрации, полей орошения, кладбищ, скотомогильников, а также прокладка магистральных водоводов по территории промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

При эксплуатации проектируемых объектов сбросов сточных вод в поверхностные водные объекты не предусматривается.

## 12 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению

При эксплуатации проектируемых газоконденсатных скважин образование отходов определяется процессами, связанными с плановым техническим обслуживанием оборудования, освещением территории.

Характеристика основных видов промышленных отходов и мероприятий по обращению с отходами при эксплуатации проектируемых объектов приведены в таблице 12.1.

**Таблица 12.1 – Характеристика основных видов промышленных отходов и мероприятий по обращению с отходами в период промышленной эксплуатации**

| Наименование отходов | Код отходов по ФККО | Класс опасности | Планируемое количество образование отходов, т | Проектируемый способ утилизации, обезвреживания, удаления отходов |
|---|---|---|---|---|
| Аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные, с электролитом | 9 20 110 01 53 2 | 2 | 0,172 | Передача федеральному оператору |
| **Итого II класса опасности:** | | | **0,172** | |
| Отходы синтетических и полусинтетических масел моторных | 4 13 100 01 31 3 | 3 | 0,207 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов | 9 11 200 02 39 3 | 3 | 0,069 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Фильтры очистки масла электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более) | 9 18 612 01 52 3 | 3 | 0,016 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Фильтры очистки топлива электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов 15% и более) | 9 18 613 01 52 3 | 3 | 0,012 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более) | 9 19 204 01 60 3 | 3 | 0,054 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| **Итого III класса опасности:** | | | **0,358** | |
| Отходы резинотехнических изделий, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) | 4 33 202 02 51 4 | 4 | 0,094 | Передача лицензионному специализированному предприятию |

| Наименование отходов | Код отходов по ФККО | Класс опасности | Планируемое количество образование отходов, т | Проектируемый способ утилизации, обезвреживания, удаления отходов |
|---|---|---|---|---|
| Отходы прочих теплоизоляционных материалов на основе минерального волокна незагрязненные | 4 57 119 01 20 4 | 4 | 0,051 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Светодиодные лампы, утратившие потребительские свойства | 4 82 415 01 52 4 | 4 | 0,021 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Фильтры воздушные электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%) | 9 18 611 02 52 4 | 4 | 0,004 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %) | 9 19 201 02 39 4 | 4 | 0,784 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| **Итого IV класса опасности:** | | | **0,953** | |
| Фильтры воздушные электрогенераторных установок отработанные (содержание нефтепродуктов менее 15%) | 9 18 611 02 52 4 | 4 | 0,632 | Передача лицензионному специализированному предприятию |
| **Итого IV класса опасности:** | | | **0,632** | |
| ***Всего*** | | | **2,115** | |

Сбор и временное накопление отходов, образующихся в период промышленной эксплуатации проектируемых объектов, проводится на площадках временного накопления на территории предприятия в соответствии с требованиями их накопления (оснащаются емкостями и контейнерами для отходов в соответствии с видами отходов, их классами опасности, опасными свойствами и порядком дальнейшего обращения с отходами) и допускается временно, до вывоза их на переработку в специализированные лицензированные предприятия.

Копии договоров и лицензий специализированных предприятий на обращение с образующимися отходами представлены в томе 20.002.1-ООС1.2.3 данной проектной документации.

## 13 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технологических регламентов

В соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", здания и сооружения спроектированы таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение опасности задымления зданий и сооружений при пожаре и воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на здания или сооружения, а также чтобы в случае возникновения пожара соблюдались следующие требования:

- сохранение устойчивости зданий и сооружений, а также прочности несущих строительных конструкций в течение времени, необходимого для эвакуации людей и выполнения других действий, направленных на сокращение ущерба от пожара;
- ограничение образования и распространения опасных факторов пожара в пределах очага пожара;
- нераспространение пожара на соседние здания и сооружения;
- эвакуация людей (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение здания или сооружения;
- возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
- возможность проведения мероприятий по спасению людей и сокращению наносимого пожаром ущерба имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

Для обеспечения достаточного уровня безопасности, объекты обустройства, предусмотренные настоящим проектом, запроектированы с учётом следующих нормативных правовых актов:

- Федеральный закон "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 № 384-ФЗ;
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от № 116-ФЗ;
- Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 № 184-ФЗ.
- Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ.

## 14 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Проектируемые объекты расположен на территории существующих кустов газовых скважин, строительство которых было выполнено в соответствии с ранее разработанной проектной документацией "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ" (положительное заключение государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017).

Согласно изменению № 5 к заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" проектируемые объекты ОАО "Ямал СПГ" не подлежат категорированию, в соответствии с федеральным законом № 256-ФЗ и "класс 3 (низкая значимость)" в соответствии с СП 132.13330.2011.

Ограждение площадки куста скважин не предусматривается (основание: табл. 2 СП 132.13330.2011) по 26.2, для информирования и предупреждения местного населения на кустовых площадок предусматривается установка предупреждающих знаков "Внимание! Охраняемая территория. Проход (проезд) запрещен (закрыт) / Attention! Protected area. Passage (passage) prohibited (closed)".

Объект расположен на территории существующего комплекса ОАО "Ямал СПГ". Комплекс объектов ОАО "Ямал СПГ" имеет Паспорт безопасности Комплекса по добыче, подготовке, сжижению, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ, утвержденный ОАО "Ямал СПГ" 15.05. 2018, согласованный Решением АТК и ОШ в ЯНАО протокол № 3 от 29.08.2018, паспорт внесен в Реестр Минэнерго 18.09.2018 реестровый номер АТ-Г-89-0001952.

Так как объект расположен на территории существующего комплекса, то для предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов предусмотрены организационно-технические мероприятия, которые в соответствии с письмом ОАО "Ямал СПГ" от 21.05.2024 № МР-20-0827-Н (см. том 12.3 20.002.1-ПТА) реализованы при строительстве объектов ОАО "Ямал СПГ" и функционируют в настоящий момент, а именно:

1) Доступ на территорию промысла посторонних лиц и транспортных средств осуществляется только после досмотра на контрольно-пропускных пунктах по специальным пропускам. КПП, которое запроектировано в проекте 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, оснащено средствами ИТСО и средствами антитеррористической защиты в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №458 и свода правил СП132.13330.2011, в т. ч. СКУД и средствами

визуального досмотра.

2) Систематическая проверка исправности замков, дверей промышленных площадок объектов.

3) Постоянный контроль за линейной частью трубопроводов обходами и площадок кустов газовых скважин обходами, объездами, и осуществление воздушного патрулирования для периодического наблюдения (визуальное и с применением спецаппаратуры) за линейной частью трубопроводов и за площадками кустов газовых скважин с регистрацией всех нарушений и повреждений на трубопроводах и их объектах.

Дополнительные мероприятия и проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, мероприятия по противодействию террористическим актам в данном проекте не предусматриваются.

## 15 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Настоящей проектной документацией предусматривается применение материалов и оборудования промышленного производства, удовлетворяющих требованиям действующих строительных норм и правил.

Снижение расхода электроэнергии достигается путем применения энергосберегающих технологий, применения более совершенного оборудования, уменьшения потерь в системе электроснабжения.

Для рационального расходования электроэнергии на проектируемых объектах предусматривается:

- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов;
- оптимальный подбор мощности электродвигателей;
- размещение трансформаторных подстанций вблизи электрических нагрузок;
- применение энергосберегающих нагревательных кабелей;
- учет расхода электроэнергии.

В рамках ранее реализованной проектной документации был предусмотрен технический учет активной и реактивной электроэнергии для контроля расхода электроэнергии на проектируемых объектах.

Существующие микропроцессорные счетчики электроэнергии приняты с интерфейсным выходом, что обеспечивает возможность передачи информации в интегрированную систему управления и безопасности (ИСУБ) куста газовых скважин.

Для электрообогрева наружного технологического оборудования и коммуникаций, в основном, применены саморегулирующиеся греющие кабели. Указанные кабели позволяют автоматически поддерживать требуемую температуру обогреваемого оборудования и трубопроводов в зависимости от температуры окружающей среды и тем самым оптимизировать расход электрической энергии на нужды электрообогрева.

В целях минимизации потерь при передаче электроэнергии до потребителя оптимизировано расположение устройства распределительной сети. Длины проводников от питающих пунктов до электроприемников приняты по возможности минимальными. В распределительных электрических сетях используются медные проводники. Выбранные сечения проводников обеспечивают допустимую потерю напряжения до электроприемников и другие качественные показатели электроэнергии.

Детально описание мероприятий по обоснованию соблюдения требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов приведено в томе 20.002.1-ЭЭ.

## 16 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых на объекте, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Для систем отопления блочно-контейнерного здания насосной СРПИ в обвязке юрских скважин №171, №175 на площадке существующих кустов №30, №40 в качестве электронагревательных приборов системы электрического отопления предусмотрено применение обогревателей нового поколения, использующих энергосберегающую технологию регулирования температуры, с автоматическим регулированием температуры теплоотдающей поверхности.

В рамках ранее реализованной проектной документации был предусмотрен технический учет активной и реактивной электроэнергии для контроля расхода электроэнергии на проектируемых объектах.

Существующие микропроцессорные счетчики электроэнергии приняты с интерфейсным выходом, что обеспечивает возможность передачи информации в интегрированную систему управления и безопасности (ИСУБ) куста газовых скважин.

Существующие точки учета электроэнергии на объекте кустов скважин №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 в составе блок-бокса электроснабжения (ESS-402, ESS-426, ESS-430, ESS-435, ESS-440, ESS-445, ESS-446) и вновь устанавливаемые блок-боксы электроснабжения (ESS-4261, ESS-4262, ESS-4302) с распределительным устройством 0,4 кВ:

- на вводе 0,4 кВ КТП и на вводе от АДЭС;
- на вводе 0,4 кВ щита электрообогрева.

В качестве приборов учета электроэнергии используются счетчики СЭТ4ТМ или аналог с классом точности 0,5S.

Регулярный учет расхода энергии дает возможность эксплуатационному персоналу проводить анализ потребляемой электроэнергии в различных режимах работы оборудования и выявлять места, где возможна дополнительная экономия электроэнергии. В данном проекте, для обеспечения учета потребляемой электроэнергии, используются существующие приборы учета с возможностью передачи информации в интегрированную систему управления и безопасности (ИСУБ) куста газовых скважин.

Описание функционально-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов приведено в томе 20.002.1-ЭЭ.

## 17 Обозначения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения
АСУ – автоматизированная система управления
АРМ – автоматизированное рабочее место
БПК – блок предохранительных клапанов
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи
ГКМ – газоконденсатное месторождение
ГСК – газосборный коллектор
ГСС – газосборная сеть
ГФУ – горизонтальная факельная установка
ИСУБ – интегрированная система управления и безопасности
ИТР – инженерно-технический работник
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КТС – комплекс технических средств
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость
МКП – межколонные проявления
МКД – межколонное давление
ПАЗ – противоаварийная защита
ПДК – предельно допустимая концентрация
ПДУ – предельно допустимый уровень
ПК – предохранительный клапан
ПЛК – программируемый логический контроллер
САУ – система автоматического управления
СПА – система пожарной автоматики
СКЗ – система контроля загазованности
СПГ – сжиженный природный газ
СРПИ – система регулируемой подачи ингибитора
СТУ – специальные технические условия
СДФ – совокупно добываемый флюид
СИЗ – средства индивидуальной защиты
СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания
ТУ – технические условия
УГГ – устройство горизонтальное горелочное
УКВ – ультракороткие волны
ФНиП – Федеральные нормы и правила

## 18 Перечень иллюстраций

Рисунок 1.1 – Обзорная схема ..... 9
Рисунок 2.1 - Кривая гидратообразования для газа пласта ПК1 ..... 45
Рисунок 2.2 - Кривая гидратообразования для усредненного состава газа пластов ТП, ХМ..... 45
Рисунок 2.3 - Кривая гидратообразования для газа пластов ЮЯ ..... 46
Рисунок 4.1 – Схема компенсатора..... 122
Рисунок 4.2 – Расчетная схема из программы СТАРТ..... 123
Рисунок 4.3 – Скользящая хомутовая опора ..... 124
Рисунок 4.4 – Опора неподвижная..... 125
Рисунок 4.5 – Опора на наклонных участках профиля ..... 125

## 19 Перечень таблиц

Таблица 1.1 - Перечень материалов с исходными данными ..... 6
Таблица 1.2 - Средняя месячная температура воздуха, °С (по ГМС Тамбей) ..... 8
Таблица 1.3 - Распределение проектируемых скважин по существующим кустам Южно-Тамбейского ГКМ ..... 13
Таблица 1.4 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (Добыча газа, млн.м3/сут) ..... 15
Таблица 1.5 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (добыча конденсата, т/сут) ..... 16
Таблица 1.6 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (устьевые показатели давления, МПа) ..... 17
Таблица 1.7 - Показатели разработки проектируемых скважин по годам эксплуатации (температуры, °С) ..... 18
Таблица 1.8 - Компонентно-фракционный состав добываемого пластового газа Южно-Тамбейского ГКМ ..... 19
Таблица 1.9 - Свойства метанола (ГОСТ 2222-95) ..... 21
Таблица 1.10 - Характеристика ингибитора коррозии ..... 22
Таблица 1.11 - Характеристика ингибитора парафиноотложений ..... 23
Таблица 1.12 - Характеристика проектируемых скважин и существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ с учетом их расширения ..... 24
Таблица 1.13 - Перечень этапов строительства объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" ..... 25
Таблица 3.1 – Мощность проектируемых объектов ..... 53
Таблица 4.1 – Потребность в основных реагентах ..... 70
Таблица 4.2 – Перечень и характеристика основного технологического оборудования ..... 71
Таблица 4.3 - Перечень и характеристика предохранительных клапанов ..... 75
Таблица 4.4 – Результаты расчетов толщины стенки труб ..... 86
Таблица 4.5 – Назначение и классификация трубопроводов ..... 92
Таблица 4.6 - Классификация продукта, классы и категории трубопроводов ..... 104
Таблица 4.7 – График потребности в основных строительных машинах ..... 107
Таблица 4.8 - Результаты расчетов минимальных расстояний от оси газопровода-шлейфа от КГС №26 до объектов группы А-Д ..... 112
Таблица 4.9 – Ведомость пересечений автодорог с газопроводом-шлейфом от КГС №26 115
Таблица 4.10 – Ведомость пересечений проектируемых газопроводов-шлейфов от КГС №26 с существующими кабельными линиями и ВЛ ..... 116
Таблица 4.11 – Ведомость пересечения проектируемых газопроводов-шлейфов от КГС №26 с существующими наземных и надземных коммуникаций ..... 116
Таблица 4.12 – Результаты расчета компенсаторов и длины пролета ..... 122
Таблица 4.13- Перемещений узлов газопровода-шлейфа от КГС №26 ..... 123
Таблица 4.14 - Исходные данные для расчета толщины стенки труб для газопроводов-шлейфов ГОСТ Р 55990-2014) ..... 129
Таблица 4.15 - Результаты расчета толщины стенки труб для газопроводов-шлейфов ГОСТ

Р 55990-2014) ..... 130

Таблица 4.16 - Исходные данные и результаты расчета срока службы трубопроводов ..... 131

Таблица 4.17 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов ..... 132

Таблица 6.1 - Сведения об опасных веществах, обращающихся на объекте ..... 163

Таблица 6.2 - Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных объектах производственного назначения ..... 166

Таблица 6.3 - Характеристика помещений, зданий и наружных установок по пожаровзрывоопасности ..... 174

Таблица 8.1 - Расчет численности персонала по обслуживанию скважин ..... 180

Таблица 9.1 - Перечень СИЗ основного производственного персонала ..... 185

Таблица 9.2 – Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности ..... 191

Таблица 10.1 – Перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов ..... 194

Таблица 12.1 – Характеристика основных видов промышленных отходов и мероприятий по обращению с отходами в период промышленной эксплуатации ..... 202

## 20 Ссылочные нормативные документы

Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97, № 116-ФЗ

Федеральный закон "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" от 21.12.1994 № 68-ФЗ

Федеральный закон от 28.12.2013 г. № 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда"

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Приказом Ростехнадзора № 534 от 15 декабря 2020 год

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением", утвержденные приказом Ростехнадзора от 25.03.14 № 116

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения", утвержденные приказом Ростехнадзора № 533 от 12.11.2013.

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.08 № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"

СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты

СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;

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

СП 28.13330.2017 "СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии"

СП 33.13330.2012 "СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов"

СП 61.13330.2012 "СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов"

СП 131.13330.2018 "СНиП 23-01-99* Строительная климатология"

Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание, Москва

ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

ВППБ 01-04-98 (с изм.) Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности

Руководство по безопасности факельных систем, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 № 779

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

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

ГОСТ 12.1.007-76* Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.085-2017 Система стандартов безопасности труда. Клапаны предохранительные. Требования безопасности

ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

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

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

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

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

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

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

ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250. Конструкция, размеры и общие технические требования

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

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

Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах Министерства газовой промышленности, утвержденный 11.12.87

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001

Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов. ОК 016-94 (с изменениями-ИУС № 10,2007, ИУС № 9,2012)

СТО Газпром РД 1.14-139-2005. Классификатор групп производственных процессов организаций ОАО "Газпром" по санитарным характеристикам

Нормативы численности рабочих в добыче газа. ОАО "Газпром". Москва. 2009

Типовые структуры управления и нормативы численности служащих газопромысловых управлений (ГПУ). ОАО "Газпром". Москва. 2009

Нормативы численности работников, занятых обслуживанием и ремонтом средств связи ОАО "Газпром". Москва. 2007

РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений

СТО Газпром 9.3-011-2011 Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования

Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, зарегистрированному Министерством юстиции РФ под № 11363 от 19.03.2008

ОСТ 36-146-88 Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия

## Таблица регистрации изменений

| Изм. | Номера листов (страниц) | | | | Всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | изме-ненных | замененных | новых | аннули-рован-ных | | | | |
| 1 | - | 1, 11, 22, 23, 26, 27, 28, 29, 41, 42, 43, 44, 76, 77, 80, 95, 130 | - | - | 139 | П8-21 | | 10.04.21 |
| 2 | - | 1, 5, 27 | - | - | 139 | П263-21 | | 15.11.21 |
| 3 | - | 1, 5 | - | - | 139 | П336-22 | | 30.06.22 |
| 4 | - | 1-4, 8, 11-16, 20-34, 38, 40, 43, 44, 46, 47, 51-54, 56, 57, 59, 60, 62, 78, 84-107, 110-115, 118-130 | 140-179 | - | 179 | П245-23 | | 26.02.24 |
| 5 | - | 1, 2, 26, 55, 85-101, 103-106, 111-115, 142, 143, 145, 159, 161, 174-176, 179 | 180-197 | - | 197 | П58-24 | | 27.05.24 |
| 6 | - | 1, 34,197 | - | - | 197 | П193-24 | | 18.10.24 |
| 7 | - | 1, 27-28, 54, 60, 139-140, 198 | 198 | - | 198 | П219-24 | | 25.11.24 |
| 8 | - | 1,5,6, 13-15, 24, 25, 31-41, 46-48, 51, 60, 63-67, 70, 73-75, 77, 80, 100, 106-111, 114, 116-119, 122-123, 126-129, 134, 140-142, 145-147, 151-155 | 199-212 | | 212 | П234-24 | | 24.12.24 |
| 9 | - | 1, 5, 6, 13-15, 24, 25, 28, 31-42, 46, 48, 49, 51, 52, 54, 61, 64-68, 71, 72, 74-79, 82, 102, 108-121, 124, 125, 128-131, 136, 142-145, 148-150, 153-159, 161, 177, 206-208, 210 | 213-215 | | 215 | П20а-25 | | 20.02.25 |
| 10 | - | 1, 109, 113, 212, 215 | - | | 215 | П131-25 | | 04.08.25 |
| 11 | - | 1, 5, 7, 8, 32, 35, 38-39, 65-67, 76, 213 | - | | 213 | П148-25 | | 20.08.25 |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Номера листов (страниц) | | | | Всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | изме-ненных | замененных | новых | аннули-рован-ных | | | | |
| 12 | - | 1, 34-35, 39-40, 100-101, 103-105, 109-110, 119 | 214-216 | | 216 | П162-25 | | 28.08.25 |
| 13 | - | 1, 6, 7, 216 | - | | 216 | П179-25 | | 10.09.25 |
| 14 | - | 1, 5, 12-14, 23-24, 32, 34-37, 47, 50, 52-53, 65, 73, 76, 78, 138, 151- 152, 156-157, 178 | 217 | | 217 | П265-25 | | 26.11.25 |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

# Приложение А

## Расчёт поражающих факторов чрезвычайной ситуации, связанной с разрывом газопровода-шлейфа

# Расчёт поражающих факторов чрезвычайной ситуации, связанной с разрывом газопровода-шлейфа

Содержание

Расчётные методики ..... 2
Исходные данные ..... 3
Расчёты ..... 3
Давление с точке разрыва ..... 3
Расчёт разлёта осколков при разрушении газопровода ..... 4
Размеры факела при струйном горении ..... 6
Расчёт взрыва газовоздушной смеси ..... 6
Выводы ..... 11

**Расчётные методики**

Расчёты выполнены с учётом Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (приказ Ростехнадзора от 10.01.2023 г. № 4).

Конкретные расчётные методики применены на основании следующих пунктов Руководства:

18. Примеры типовых сценариев развития возможных аварий.

23. Количество веществ, участвующих в аварии на промысловых трубопроводах ОПО НГД, с учётом данных, указанных в приложении № 2 к Руководству.

27. Для сценария образования факельного пламени количество опасного вещества рекомендуется определять с учётом потока (массовой скорости истечения из технических устройств) газа или парожидкостной фазы в виде струи.

31. Для расчёта размеров зон поражения при пожаре-вспышке (сгорании) дрейфующего облака ТВС размер зоны возможного смертельного поражения людей определяется размерами зоны достижения концентрации, равной половине нижнего концентрационного предела распространения пламени.

32. Массу во взрывоопасных пределах, способную участвовать во взрыве, рекомендуется определять согласно приложению № 3 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утверждённым приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 533.

34. Для расчёта параметров волн давления (давление P и импульс I), образующихся при сгорании или взрыве облаков ТВС, и зон поражения рекомендуется использовать Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утверждённое приказом Ростехнадзора от 28 ноября 2022 г. № 412.

35. Последствия сценария со струйным горением и расчёта размеров зон поражения термическим излучением рекомендуется определять в соответствии с Методикой определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах.

36. Для расчёта размеров зон поражения ударными волнами и расчёта вероятности гибели людей, находящихся в зданиях, при взрыве рекомендуется использовать пробит-функцию в соответствии с подпунктами 2.2 и 2.3 приложения № 3 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

38. Для расчёта вероятности гибели людей от поражения токсичными опасными веществами рекомендуется применять формулы согласно Руководству по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утверждённому приказом Ростехнадзора от 2 ноября 2022 г. № 385.

41. При оценке зоны разлёта осколков оборудования под давлением рекомендуется руководствоваться положениями Руководства по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа», утверждённого приказом Ростехнадзора от 22 декабря 2022 г. № 454.

**Исходные данные**

Длина трубопровода – 5780 м.

Диаметр трубопровода наружный – 0,325 м.

Толщина стенок трубопровода – 0,024 м.

Давление в начальной точке трубопровода – 10,26 МПа.

Давление в конечной точке трубопровода – 8,14 МПа.

Температура газа в начальной точке трубопровода – 26,5 °С.

Температура газа в конечной точке трубопровода – 22,6 °С.

Начало рассматриваемого участка – 2842 м.

Окончание рассматриваемого участка – 4680 м.

При расчётах учтена начальная точка участка, как имеющая наибольшее давление.

**Расчёты**

В расчётах принято, что происходит разрыв газопровода – шлейфа на полное сечение.

***Давление с точке разрыва***

Давление Рр в момент аварии в точке разрыва газопровода рассчитывается по формуле

$$P_p := \sqrt{P_н^{\,2} - \left(P_н^{\,2} - P_к^{\,2}\right) \cdot \frac{L_p}{L}}\ \text{МПа}$$

Рн - давление в начале участка

$$P_н := 10{,}26\ \text{МПа}$$

Рк - давление в конце участка

$$P_к := 8{,}14\ \text{МПа}$$

L - длина участка

$L := 5780$ м

Lp - длина от начала участка до точки разрыва

$L_p := 2843$ м

$P_p = 9,277974$ МПа

***Расчёт разлёта осколков при разрушении газопровода***

гравитационная постоянная

$g := 9,81 \frac{м}{с^2}$

Давление Pp в момент аварии в точке разрыва газопровода, МПа

$P_p := 9,277974$

Плотность материала трубы 7850 кг/м³

$\rho_{тр} := 7850$

Диаметр трубопровода, м

$D := 0,325$ м

толщина стенки трубы, м

$\delta_{тр} := 0,024$

Характерная длина разрыва (табл. 9 Руководства), м

$L_{разр} := 10$

Масса участка трубопровода, кг (масса 1 м * длина разрыва)

$M_{тр} := 171,3 \cdot 10$

Объём участка трубопровода, м³

$V_{тр} := \frac{\pi \cdot (D - 2 \cdot 0,023)^2}{4} \cdot 0,5 \cdot L_{разр} = 0,30568$

избыточное давление (атм) в аварийном элементе до аварии

$P_{избн} := P_p \cdot 10,86923266716 = 100,8445$

При расчётах принято, что масса $m_{оск}$ (кг) и угол вылета (по отношению к горизонту) осколков носят вероятностный характер, а абсолютное значение начальной скорости осколка U0 (м/с) - детерминировано и определяется по формуле:

Текущее значение скорости осколка, м/с

$$U_{0н} := 1,31 \cdot \left( \frac{P_{избн} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр}}{M_{тр}} \right)^{0,564} = 21,37419$$

В предположении равновероятной ориентации осколка по направлению вектора скорости значение угла вылета осколков составляет 5 - 85 градусов

$$n_{оск} := 10$$

Расчётная масса осколка

Масса осколков определена исходя из того, что осколочная масса образуется на участке длиной 0,5 $L_{разр}$

$$m := \frac{M_{тр} \cdot 0,5}{n_{оск}} = 85,650$$

Для определения максимальной дальности разлёта осколков вычисляем безразмерный комплекс:

$$W := \frac{2 \cdot m \cdot g}{C_x \cdot S_{ср} \cdot \rho_0 \cdot U_{0н}^{\ 2}}$$

безразмерный коэффициент сопротивления осколка

$$C_x := 2$$

площадь миделя

$$S_{ср} := \left( \frac{m}{\rho_{тр}} \right)^{\frac{2}{3}}$$

плотность воздуха

$$\rho_0 := 1,29 \ \frac{кг}{м^3}$$

Расчётная максимальная дальность разлёта составит:

$$R_{max} := \left( \frac{U_{0н}^{\ 2}}{g} \right) \cdot \left( \frac{3 \cdot W^{0,87}}{3 \cdot W^{0,87} + 2} \right)$$

$$R_{max} = 44,96806 \ м$$

Расчётный начальный угол вылета

```
if W < 4,6
   Q_max := arctg(0,65·W^0,16 + 0,17)
else
   Q_max := 45
```

$Q_{max} = 45,00000$ °

***Размеры факела при струйном горении***

Рассчитываются  размеры факела пламени в начальный момент разрыва (до 60 с)

Длина факела (м) при струйном горении определяется по формуле (П3.71):

$L_ф := K \cdot G^{0,4}$

Плотность газа, кг/м³

$\rho := 0,71$

G расход продукта, кг/с

$G := \frac{2,784 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} \cdot \rho = 22,878$

К - эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5

$K := 12,5$

$L_ф = 43,720$

Ширина факела (м) при струйном горении определяется по формуле П3.72

$D_ф := 0,15 \cdot L_ф$

Радиус зоны с тепловым излучением 100 кВт/м²

$r_{100} := L_ф$

Радиус зоны с тепловым излучением 10 кВт/м²

$r_{10} := L_ф \cdot 1,5$

$r_{10} = 65,579$

***Расчёт взрыва газовоздушной смеси***

Расчёт взрыва газовоздушной смеси

Исходные данные для расчета параметров волн давления при сгорании газо паро воздушного облака:

вид горючего вещества, содержащегося в облаке - метан

Удельная теплота сгорания, Дж/кг

$E_{уд} := 44,0 \cdot 10^6$

Класс горючего по степени чувствительности

$Кл := 4$

Расчётная масса горючего газа, кг

$M_г := 3959,76$

Плотность горючего газа, кг/м3

$\rho_г := 0,71$

Относительная плотность горючего газа

$\rho_{отн} := 0,56$

Концентрационные пределы распространения пламени, % объёмный

$C_{нкпр} := 5,0$

$C_{вкпр} := 15,0$

атмосферное давление, Па

$P0 := 101325$

скорость звука в воздухе, м/с

$C0 := 340$

Расчёт

расстоянии r от центра облака при детонации облака ТВС, м

$r := 46$

Коэффициент для учёта расположения облака на поверхности

```
if ρ_отн < 0,8
   η := 1
else
   η := 2
```

Расчётный объём выброса

$$V_1 := \frac{M_г}{\rho_г}$$

Расчёт массы горючего вещества, содержащегося в облаке, с концентрацией между нижним и верхним концентрационным пределом распространения пламени

стехиометрическая концентрация горючего вещества с воздухом, % объёмный

Стехиометрическая концентрация горючих газов или паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, % (объёмных), вычисляется по формуле:

$$Cct := \frac{100}{1 + 4,84 \cdot \beta}$$

где: β - стехиометрический коэффициент кислорода в реакции сгорания;

$$\beta := nC + \frac{(nH - nX)}{4} - \frac{nO}{2}$$

где: nC, nH, nX, nO - число атомов C, H, O и галоидов в молекуле горючего

$nC := 1$

$nH := 4$

$nX := 0$

$nO := 0$

$Cct = 9,363296$

стехиометрическая концентрация горючего вещества с воздухом, кг/м3

$C_{ст} := 0,0624$

Радиус (м) и высота (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих концентрационные пределы распространения пламени, при неподвижной воздушной среде определяется по формулам

$$R_{НКПР} := 7,8 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{нкпр}} \right)^{0,33}$$

$$Z_{НКПР} := 0,26 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{нкпр}} \right)^{0,33}$$

$$R_{ВКПР} := 7,8 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{вкпр}} \right)^{0,33}$$

$$Z_{ВКПР} := 0,26 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{вкпр}} \right)^{0,33}$$

Расчётный объём облака взрывоопасной газовоздушной смеси

$$V_3 := \pi \cdot Z_{НКПР}^{\ 2} \cdot \left( R_{НКПР} - \frac{1}{3} \cdot Z_{НКПР} \right)$$

$$V_4 := \pi \cdot Z_{ВКПР}^{\ 2} \cdot \left( R_{ВКПР} - \frac{1}{3} \cdot Z_{ВКПР} \right)$$

$V_2 := V_3 - V_4$

$V_2 = 1129,297$

концентрация горючего вещества в смеси, %

$$C_г := \frac{M_г}{V_2}$$

Соотношение концентраций для расчёта эффективного энергозапаса

$$\omega := \frac{C_{ст}}{C_г}$$

Масса горючего, участвующего в создании поражающего фактора, кг

$$M_{пф} := M_г \cdot \omega$$

Эффективный энергозапас с учётом расположения облака на поверхности

```
if  C_г ≤ C_ст
   E := M_г · E_уд
else
   E := M_г · E_уд · ω · η
```

Классификация окружающей территории

Вид 1. Наличие длинных труб, полостей, каверн, заполненных горючей смесью. Вид 2. Сильно загроможденное пространство. Вид 3. Средне загроможденное пространство. Вид 4. Слабо загроможденное и свободное пространство.

Принятое значение вида пространства

$$Вид := 4$$

Коэффициенты для принятого вида пространства

$$к1 := 43$$

$$к2 := 26$$

$$Скор := \begin{bmatrix} 700 & 600 & 500 & 300 \\ 600 & 500 & 300 & 200 \\ 500 & 300 & 200 & \frac{1}{6} \cdot к1 \cdot M_г \\ 300 & 200 & \frac{1}{6} \cdot к1 \cdot M_г & \frac{1}{6} \cdot к2 \cdot M_г \end{bmatrix}$$

$$Vг := Скор_{Кл\ Вид}$$

Расчётная скорость фронта пламени, м/с

$$Vг = 103,4153$$

```
if  Vг < 500
   Режим := "дефлаграция"
else
   Режим := "детонация"
```

Режим взрывного превращения:

$$Режим = \text{"дефлаграция"}$$

степень расширения продуктов сгорания σ принимается равной 7, так как смесь газовая

$$\sigma := 7$$

Для вычисления параметров воздушной ударной волны на заданном расстоянии r от центра облака при детонации облака ТВС предварительно рассчитывается соответствующее безразмерное расстояние по соотношению:

$$Rx := \frac{r}{\left(\frac{E}{P0}\right)^{\frac{1}{3}}}$$

Анализ полученного значения Rx путём сравнения с Rкр

$$Rкр := 0,34$$

```
if  Rx < Rкр
   Rx1 := Rкр
else
   Rx1 := Rx
```

Безразмерные давление и импульс определяется соотношением:

$$Px1 := \left(\frac{Vг}{C0}\right)^2 \cdot \left(\frac{(\sigma - 1)}{\sigma}\right) \cdot \left(\frac{0,83}{Rx} - \frac{0,14}{Rx^2}\right)$$

Импульс фазы сжатия определяется соотношением:

$$Ix1 := \left(\frac{Vг}{C0}\right) \cdot \left(\frac{(\sigma - 1)}{\sigma}\right) \cdot \left(1 - \frac{0,4 \cdot (\sigma - 1) \cdot Vг}{\sigma \cdot C0}\right) \cdot \left(\frac{0,06}{Rx} + \frac{0,01}{Rx^2} - \frac{0,0025}{Rx^3}\right)$$

Далее вычисляются величины Px2 и Ix2, которые соответствуют режиму детонации

Для облака газовой ТВС расчет производится по следующим формулам:

$$\ln(Px) := -0,9278 - 1,5415 \cdot \ln(Rx) + 0,1953 \cdot \ln(Rx)^2 - 0,0285 \cdot \ln(Rx)^3$$

$$Px2 := \exp(\ln(Px))$$

```
if  Rx ≤ 0,8
   ln(Ix) := -3,2656 - 0,9641 · ln(Rx) - (0,0108 · (ln(Rx)))^2
else
   ln(Ix) := -3,3228 - 0,3689 · ln(Rx) - 0,9057 · (ln(Rx))^2 - 0,4818 · (ln(Rx))^3
```

$$Ix2 := \exp(\ln(Ix))$$

Анализ значения Rx для случая детонации облака ТВС и уточнение безразмерных величин

```
if Rx < 0,2
   | Px2 := 18,6
   | Ix2 := 0,53
else
   1
```

Окончательные значения Px и Ix для режима детонации выбираются из условия:

$$Pxd := \mathrm{Min}(Px1 ; Px2)$$

$$Ixd := \mathrm{Min}(Ix1 ; Ix2)$$

```
if Режим = "дефлаграция"
   | Pxi := Px1
   | Ixi := Ix1
else
   | Pxi := Pxd
   | Ixi := Ixd
```

После определения безразмерных величин давления и импульса фазы сжатия вычисляются соответствующие им размерные величины:

$$\Delta P := Pxi \cdot P0$$

$$I := Ixi \cdot P0^{\frac{2}{3}} \cdot \frac{E^{\frac{1}{3}}}{C0}$$

$$\Delta P = 4014,57$$

$$I = 97,1602$$

$$\theta := \frac{2 \cdot I}{\Delta P}$$

$$\theta = 0,04840380$$

$$\theta = 0,04618901$$

**Выводы**

Для наиболее вероятной аварии (вероятность $1,24 \times 10^{-4}$) расчётные показатели зона поражения составляют:

Максимальный радиус разлёта осколков при разрыве трубопровода – 45 м.

Длина факела пламени в начальный момент разрыва – 44 м.

Взрыв газо-воздушной смеси является менее вероятной аварией; вероятность составляет $3,65 \times 10^{-5}$.

Давление на фронте взрывной ударной волны при взрыве газо-воздушной смеси на расстоянии 46 м от точки разрыва составит 4,0 кПа; импульс фазы сжатия 97,2 Па$^{\times}$с, длительность фазы сжатия 0,046 с.

ЯМАЛ СПГ

ул. Худи Сэроко, 25/А,
с. Яр-Сале, Ямальский район,
Ямало-Ненецкий автономный округ,
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

02.04.2024 № МР-20-0557

На №

Кому: Генеральному директору
ООО «ИНСТИТУТ
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
А.С. Панковой
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,
пр-т Буденновский, 106/2
Тел.: +7 (863) 203-62-70
E-mail: info@ungg.ru
http://ungg.net

*О проектировании перемычки на КУ №12*

Уважаемая Анна Сергеевна!

ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (далее – ИНСТИТУТ) в рамках Договора №472/20-ЯСПГ/77.20.002 от 14.04.2020 выполнил разработку проектной документации по объекту «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ» (далее – ПД), включая проектирование газопровода шлейфа Ду300 (далее – ГПШ) от куста газовых скважин №26 до Кранового узла №12 (далее – КУ№12).

Проектируемый ГПШ Ду300 от КГС№26 предназначен для сбора газа от юрских скважин Ю261- Ю264 и в соответствии со схемой развития ГСС (Приложение №1) подключается к ГПШ от КГС№45.

Существующий ГПШ Ду200 от КГС№26 предназначен для сбора газа от скважин №1 - №6 и в соответствии со схемой развития ГСС (Приложение №1) подключается к ГПШ от КГС№7.

В соответствии с проектной документацией 13.015 и фактически реализованными решениями ГПШ Ду200 от КГС№26 подключен к ГПШ от КГС№45.

В целях соблюдения требований схемы развития ГСС прошу Вас разработать решения по организации перемычки на КУ №12 в целях организации подключения существующего ГПШ Ду200 от КГС№26 к существующему ГПШ от КГС№7. В целях возможности оперативной комплектации и выполнения работ прошу Вас выпустить заказную

спецификацию для реализации перемычки до 15.04.2024, а рабочую документацию до 30.04.2024.

Решение об организации указанной перемычки прошу выполнить в рамках указанной ПД и согласовать в рамках экспертного сопровождения проектной документации в ФАУ «Главгосэкспертиза России». Корректировку ПД следует выполнить совместно с корректировкой решений по КГС №30 по замене существующего свечевого сепаратора в соответствии с требованиями письма МР-20-0311-Н от 26.02.2024.

Приложение:

1. Развитие ГСС до 2070 года
2. Письмо исходящее № МР-20-0311-Н от 26.02.2024 О корректировке решений по КГС№30

Заместитель директора по капитальному строительству – начальник управления Ю.Ю. Шевченко

ЯМАЛ СПГ

ул. Худи Сэроко, 25/А,
с. Яр-Сале, Ямальский район,
Ямало-Ненецкий автономный округ,
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

19.09.2024 № МР-20-1541-Н

На № _____

Генеральному директору
ООО «ИНСТИТУТ
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
Панковой А.С.

*О применении МТР из наличия при строительстве лупинга от КГС № 26*

Уважаемая Анна Сергеевна!

Для строительства дополнительного газопровода-лупинга от КГС № 26 до КУ № 12 с расчётным давлением 10 МПа, прошу Вас при разработке проектной и рабочей документации учесть применение трубопровода Ду426х24 с расчётным давлением 22,3 МПа.

Кроме того, при разработке рабочей документации для скважин КГС № 26 учесть применение арматурных блоков PN63 производства АО «Корвет» с расчётным давлением линии подключения к ГСК равным 22,3 МПа.

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству А.В. Попов

*Давлетшин Тимур Амирович*
*Timur.Davletshin@yamalspg.ru*
*8 (495) 228-98-50 (доб. 13-274)*

Согласовано в СЭД Ямал СПГ
Версия документа 2, ИД 70811825.

# Приложение Г

## Расчёт поражающих факторов чрезвычайной ситуации, связанной с разрывом газопровода-шлейфа

# Расчёт поражающих факторов чрезвычайной ситуации, связанной с разрывом газопровода-шлейфа

## Содержание

Расчётные методики ..... 2
Исходные данные ..... 3
Расчёты ..... 3
Давление в точке разрыва ..... 3
Расчёт разлёта осколков при разрушении газопровода ..... 4
Размеры факела при струйном горении ..... 6
Расчёт взрыва газовоздушной смеси ..... 7
Выводы ..... 13

## Расчётные методики

Расчёты выполнены с учётом Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (приказ Ростехнадзора от 10.01.2023 г. № 4).

Конкретные расчётные методики применены на основании следующих пунктов Руководства:

18. Примеры типовых сценариев развития возможных аварий.

23. Количество веществ, участвующих в аварии на промысловых трубопроводах ОПО НГД, с учётом данных, указанных в приложении № 2 к Руководству.

27. Для сценария образования факельного пламени количество опасного вещества рекомендуется определять с учётом потока (массовой скорости истечения из технических устройств) газа или парожидкостной фазы в виде струи.

31. Для расчёта размеров зон поражения при пожаре-вспышке (сгорании) дрейфующего облака ТВС размер зоны возможного смертельного поражения людей определяется размерами зоны достижения концентрации, равной половине нижнего концентрационного предела распространения пламени.

32. Массу во взрывоопасных пределах, способную участвовать во взрыве, рекомендуется определять согласно приложению № 3 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утверждённым приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 533.

34. Для расчёта параметров волн давления (давление P и импульс I), образующихся при сгорании или взрыве облаков ТВС, и зон поражения рекомендуется использовать Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утверждённое приказом Ростехнадзора от 28 ноября 2022 г. № 412.

35. Последствия сценария со струйным горением и расчёта размеров зон поражения термическим излучением рекомендуется определять в соответствии с Методикой определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах.

36. Для расчёта размеров зон поражения ударными волнами и расчёта вероятности гибели людей, находящихся в зданиях, при взрыве рекомендуется использовать пробит-функцию в соответствии с подпунктами 2.2 и 2.3 приложения № 3 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

38. Для расчёта вероятности гибели людей от поражения токсичными опасными веществами рекомендуется применять формулы согласно Руководству по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утверждённому приказом Ростехнадзора от 2 ноября 2022 г. № 385.

41. При оценке зоны разлёта осколков оборудования под давлением рекомендуется руководствоваться положениями Руководства по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа», утверждённого приказом Ростехнадзора от 22 декабря 2022 г. № 454.

### Исходные данные

Длина трубопровода – 5800 м.

Диаметр трубопровода наружный – 0,426 м.

Толщина стенок трубопровода – 0,024 м.

Давление в начальной точке трубопровода – 7,3 МПа.

Давление в конечной точке трубопровода – 7,2 МПа.

Температура газа в начальной точке трубопровода – 26,5 °С.

Температура газа в конечной точке трубопровода – 22,6 °С.

Начало рассматриваемого участка – 2842 м.

Окончание рассматриваемого участка – 4680 м.

При расчётах учтена начальная точка участка, как имеющая наибольшее давление.

*(На дополнительном коллекторе DN400 от скважин Ю265…Ю2611 будет предусмотрен блок предохранительных клапанов для защиты от роста давления свыше 10,0 МПа).*

### Расчёты

В расчётах принято, что происходит разрыв газопровода – шлейфа на полное сечение.

### Давление в точке разрыва

Давление Рр в момент аварии в точке разрыва газопровода рассчитывается по формуле

$$P_p := \sqrt{P_н^{\,2} - \left(P_н^{\,2} - P_к^{\,2}\right) \cdot \frac{L_p}{L}} \text{ МПа}$$

Рн - давление в начале участка

$$P_н := 7{,}3 \text{ МПа}$$

Рк - давление в конце участка

$P_к := 7,2$ МПа

L - длина участка

$L := 5800$ м

Lр - длина от начала участка до точки разрыва

$L_р := 2842$ м

$P_р = 7,251172$ МПа

## Расчёт разлёта осколков при разрушении газопровода

гравитационная постоянная

$g := 9,81 \frac{м}{с^2}$

Давление Рр в момент аварии в точке разрыва газопровода, МПа

$P_р = 7,251172$ МПа

Плотность материала трубы 7850 кг/м³

$\rho_{тр} := 7850$

Диаметр трубопровода, м

$D := 0,426$ м

толщина стенки трубы, м

$\delta_{тр} := 0,024$

Характерная длина разрыва (табл. 9 Руководства), м

$L_{разр} := 13$

Масса участка трубопровода, кг (масса 1 м * длина разрыва)

$M_{тр} := 252,14 \cdot 13$

Объём участка трубопровода, м$^3$

$$V_{тр} := \frac{\pi \cdot (D - 2 \cdot 0,024)^2}{4} \cdot 0,5 \cdot L_{разр} = 0,72944$$

избыточное давление (атм) в аварийном элементе до аварии

При расчетах принято, что масса mоск (кг) и угол вылета (по отношению к горизонту) осколков носят вероятностный характер, а абсолютное значение начальной скорости осколка U0 (м/с) - детерминировано и определяется по формуле:

$$P_{избн} := P_p \cdot 10,86923266716 = 78,81468$$

Текущее значение скорости осколка, м/с

$$U_{0н} := 1,31 \cdot \left( \frac{P_{избн} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр}}{M_{тр}} \right)^{0,564} = 23,99916$$

В предположении равновероятной ориентации осколка по направлению вектора скорости значение угла вылета осколков составляет 5 - 85 градусов

$$n_{оск} := 10$$

Расчётная масса осколка

Масса осколков определена исходя из того, что осколочная масса образуется на участке длиной 0,5 Lразр

$$M_{тр} := \pi \cdot D \cdot \delta_{тр} \cdot \rho_{тр}$$

Для определения максимальной дальности разлёта осколков вычисляем безразмерный комплекс:

$$W := \frac{2 \cdot m \cdot g}{C_x \cdot S_{ср} \cdot \rho_0 \cdot U_{0н}^{\ 2}}$$

безразмерный коэффициент сопротивления осколка

$$C_x := 2$$

площадь миделя

$$S_{ср} := \left( \frac{m}{\rho_{тр}} \right)^{\frac{2}{3}}$$

плотность воздуха

$$\rho_0 := 1,29 \ \frac{кг}{м^3}$$

Расчётная максимальная дальность разлета составит:

$$R_{max} := \left(\frac{U_{0н}^{\ 2}}{g}\right) \cdot \left(\frac{3 \cdot W^{0,87}}{3 \cdot W^{0,87} + 2}\right)$$

$$R_{max} = 43,97475 \ м$$

Расчётный начальный угол вылета

if $W < 4,6$

$\quad \varrho_{max} := \mathrm{arctg}\left(0,65 \cdot W^{0,16} + 0,17\right)$

else

$\quad \varrho_{max} := 45$

$$\varrho_{max} = 45,00000 \ °$$

## Размеры факела при струйном горении

Рассчитываются размеры факела пламени в начальный момент разрыва (до 60 с)

Длина факела (м) при струйном горении определяется по формуле (П3.71):

$$L_ф := K \cdot G^{0,4}$$

Плотность газа в сечении разрыва, кг/м$^3$

$$\rho := 0,71$$

G расход продукта, кг/с

$$G := \frac{1,5 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} \cdot \rho = 12,326$$

К - эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5

$$K := 12,5$$

$$L_ф = 34,138$$

Ширина факела (м) при струйном горении определяется по формуле П3_72

$D_{ф} := 0,15 \cdot L_{ф}$

Радиус зоны с тепловым излучением 100 кВт/м$^2$

$r_{100} := L_{ф}$

Радиус зоны с тепловым излучением 10 кВт/м$^2$

$r_{10} := L_{ф} \cdot 1,5$

$r_{10} = 51,208$

## Расчёт взрыва газовоздушной смеси

Исходные данные для расчета параметров волн давления при сгорании газо паро воздушного облака:

вид горючего вещества, содержащегося в облаке - метан

Удельная теплота сгорания, Дж/кг

$E_{уд} := 44,0 \cdot 10^{6}$

Класс горючего по степени чувствительности

$Кл := 4$

Расчётная масса горючего газа, кг

$M_{г} := 1935,2$

Плотность горючего газа, кг/м$^3$

$\rho_{г} := 0,71$

Относительная плотность горючего газа

$\rho_{отн} := 0,56$

Концентрационные пределы распространения пламени, % объёмный

$C_{нкпр} := 5,0$

$C_{вкпр} := 15,0$

атмосферное давление, Па

$P0 := 101325$

скорость звука в воздухе, м/с

$C0 := 340$

**Расчёт**

расстоянии r от центра облака при детонации облака ТВС, м

$r := 46$

Коэффициент для учёта расположения облака на поверхности

if $\rho_{отн} < 0,8$
  $\eta := 1$
else
  $\eta := 2$

Расчётный объём выброса

$$V_1 := \frac{M_г}{\rho_г}$$

Расчёт массы горючего вещества, содержащегося в облаке, с концентрацией между нижним и верхним концентрационным пределом распространения пламени

стехиометрическая концентрация горючего вещества с воздухом, % объёмный

Стехиометрическая концентрация горючих газов или паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, % (объёмных), вычисляется по формуле:

$$Cct := \frac{100}{1 + 4,84 \cdot \beta}$$

где: β - стехиометрический коэффициент кислорода в реакции сгорания;

$$\beta := nC + \frac{(nH - nX)}{4} - \frac{nO}{2}$$

где: nC, nH, nX, nO - число атомов C, H, O и галоидов в молекуле горючего

$nC := 1$

$nH := 4$

$nX := 0$

$nO := 0$

$Cct = 9,363296$

стехиометрическая концентрация горючего вещества с воздухом, кг/м$^3$

$C_{ст} := 0,0624$

Радиус (м) и высота (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих концентрационные пределы распространения пламени, при неподвижной воздушной среде определяется по формулам

$$R_{НКПР} := 7,8 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{нкпр}} \right)^{0,33}$$

$$Z_{НКПР} := 0,26 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{нкпр}} \right)^{0,33}$$

$$R_{ВКПР} := 7,8 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{вкпр}} \right)^{0,33}$$

$$Z_{ВКПР} := 0,26 \cdot \left( \frac{M_г}{\rho_г \cdot C_{вкпр}} \right)^{0,33}$$

Расчётный объём облака взрывоопасной газовоздушной смеси

$$V_3 := \pi \cdot Z_{НКПР}^{\ 2} \cdot \left( R_{НКПР} - \frac{1}{3} \cdot Z_{НКПР} \right)$$

$$V_4 := \pi \cdot Z_{ВКПР}^{\ 2} \cdot \left( R_{ВКПР} - \frac{1}{3} \cdot Z_{ВКПР} \right)$$

$$V_2 := V_3 - V_4 \qquad V_2 = 555,8717$$

концентрация горючего вещества в смеси, %

$$C_г := \frac{M_г}{V_2}$$

Соотношение концентраций для расчёта эффективного энергозапаса

$$\omega := \frac{C_{ст}}{C_г}$$

Масса горючего, участвующего в создании поражающего фактора, кг

$$M_{пф} := M_г \cdot \omega$$

Эффективный энергозапас с учётом расположения облака на поверхности

if $C_г \le C_{ст}$

$\quad E := M_г \cdot E_{уд}$

else

$\quad E := M_г \cdot E_{уд} \cdot \omega \cdot \eta$

Классификация окружающей территории

Вид 1. Наличие длинных труб, полостей, каверн, заполненных горючей смесью.

Вид 2. Сильно загроможденное пространство.

Вид 3. Средне загроможденное пространство.

Вид 4. Слабо загроможденное и свободное пространство.

Принятое значение вида пространства

$$Вид := 4$$

Коэффициенты для принятого вида пространства

$$к1 := 43 \qquad к2 := 26$$

$$Скор := \begin{bmatrix} 700 & 600 & 500 & 300 \\ 600 & 500 & 300 & 250 \\ 500 & 300 & 250 & к1 \cdot M_г^{\frac{1}{6}} \\ 300 & 250 & к1 \cdot M_г^{\frac{1}{6}} & к2 \cdot M_г^{\frac{1}{6}} \end{bmatrix}$$

$$Vг := Скор_{Кл\ Вид}$$

Расчётная скорость фронта пламени, м/с

$$Vг = 91,7827$$

```
if  Vг < 500
   Режим := "дефлаграция"
else
   Режим := "детонация"
```

Режим взрывного превращения: $Режим = "дефлаграция"$

степень расширения продуктов сгорания σ принимается равной 7, так как смесь газовая

$$\sigma := 7$$

Для вычисления параметров воздушной ударной волны на заданном расстоянии r от центра облака при детонации облака ТВС предварительно рассчитывается соответствующее безразмерное расстояние по соотношению:

$$Rx := \frac{r}{\left(\frac{E}{P0}\right)^{\frac{1}{3}}}$$

Анализ полученного значения Rx путём сравнения с Rкр

$$Rкр := 0,34$$

```
if  Rx < Rкр
   Rx1 := Rкр
else
   Rx1 := Rx
```

Безразмерные давление и импульс определяется соотношением:

$$Px1 := \left(\frac{Vг}{C0}\right)^2 \cdot \left(\frac{(\sigma - 1)}{\sigma}\right) \cdot \left(\frac{0,83}{Rx} - \frac{0,14}{Rx^2}\right)$$

Импульс фазы сжатия определяется соотношением:

$$Ix1 := \left(\frac{Vг}{C0}\right) \cdot \left(\frac{(\sigma - 1)}{\sigma}\right) \cdot \left(1 - \frac{0,4 \cdot (\sigma - 1) \cdot Vг}{\sigma \cdot C0}\right) \cdot \left(\frac{0,06}{Rx} + \frac{0,01}{Rx^2} - \frac{0,0025}{Rx^3}\right)$$

Далее вычисляются величины Px2 и Ix2, которые соответствуют режиму детонации

Для облака газовой ТВС расчет производится по следующим формулам:

$$ln(Px) := -0,9278 - 1,5415 \cdot ln(Rx) + 0,1953 \cdot ln(Rx)^2 - 0,0285 \cdot ln(Rx)^3$$

$$Px2 := \exp(ln(Px))$$

if $Rx \le 0,8$

$$ln(Ix) := -3,2656 - 0,9641 \cdot ln(Rx) - (0,0108 \cdot (ln(Rx)))^2$$

else

$$ln(Ix) := -3,3228 - 0,3689 \cdot ln(Rx) - 0,9057 \cdot (ln(Rx))^2 - 0,4818 \cdot (ln(Rx))^3$$

$$Ix2 := \exp(ln(Ix))$$

Анализ значения Rx для случая детонации облака ТВС и уточнение безразмерных величин

if $Rx < 0,2$

$Px2 := 18,6$

$Ix2 := 0,53$

else

1

Окончательные значения Px и Ix для режима детонации выбираются из условия:

$$Pxd := \mathrm{Min}(Px1 ; Px2)$$

$$Ixd := \mathrm{Min}(Ix1 ; Ix2)$$

if $Режим = \text{"дефлаграция"}$

$Pxi := Px1$

$Ixi := Ix1$

else

$Pxi := Pxd$

$Ixi := Ixd$

После определения безразмерных величин давления и импульса фазы сжатия вычисляются соответствующие им размерные величины:

$$\Delta P := Pxi \cdot P0$$

$$I := Ixi \cdot P0^{\frac{2}{3}} \cdot \frac{E^{\frac{1}{3}}}{C0}$$

$$\Delta P = 2564,85$$

$$I = 53,6359$$

$$\Theta := \frac{2 \cdot I}{\Delta P}$$

$$\Theta = 0,04182388$$

**Выводы**

Для наиболее вероятной аварии (вероятность $1,24 \times 10^{-4}$) расчётные показатели зона поражения составляют:

Максимальный радиус разлёта осколков при разрыве трубопровода – 44 м.

Длина факела пламени в начальный момент разрыва – 51 м.

Взрыв газо-воздушной смеси является менее вероятной аварией; вероятность составляет $3,65 \times 10^{-5}$.

Давление на фронте взрывной ударной волны при взрыве газо-воздушной смеси на расстоянии 46 м от точки разрыва составит 2,5 кПа; импульс фазы сжатия 53,64 Па$^{x}$с, длительность фазы сжатия 0,042 с.