



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик – ПАО «Газпром»  
(Агент – ООО «Газпром инвест»)

## ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Этапы 1-21 (Первый этап обустройства)

### ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

Книга 1. Текстовая часть.

Часть книги 1

0108.001.002.П1-21.0004-П31.1.1

Том 1.1.1.1



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик – ПАО «Газпром»  
(Агент – ООО «Газпром инвест»)

## ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Этапы 1-21 (Первый этап обустройства)

### ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

Книга 1. Текстовая часть.  
Часть книги 1

0108.001.002.П1-21.0004-П31.1.1

Том 1.1.1.1

Исполнительный главный инженер

С. Кинжигалиев

Главный инженер Саратовского филиала

Р.А. Туголуков

Заместитель директора филиала  
по производству

В.В. Жмулин

Главный инженер проекта

А.А. Седов

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
0108.001.002.П1-21.0004-ПЗ1.1.1-С	Содержание тома 1.1.1.1	2
0108.001.002.П1-21.0004-СП	Состав проектной документации	Отдельный том
0108.001.002.П1-21.0004-ПЗ1.1.1	Книга 1. Текстовая часть. Часть книги 1	3

Согласовано	

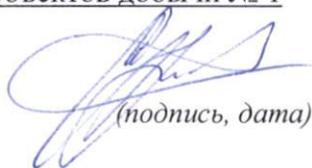
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

						0108.001.002.П1-21.0004-ПЗ1.1.1-С		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						Содержание тома 1.1.1.1		
								

### Список исполнителей

Бюро управления проектами объектов добычи № 1

Главный инженер проекта

  
(подпись, дата)

А.А. Седов

## Содержание

Заверение проектной организации .....	6
Заключение генерального проектировщика .....	7
Заключение генерального проектировщика .....	8
Введение .....	9
1 Общие сведения .....	10
1.1 Основание для разработки .....	10
2 Общие сведения о месторождении и районе работ .....	11
2.1 Геолого-геофизическая изученность месторождения .....	14
3 Природные условия района работ .....	14
3.1 Топографические условия .....	14
3.2 Природно-климатические условия .....	15
3.3 Гидрометеорологические условия .....	17
3.4 Атмосферные явления .....	20
3.5 Ветер .....	22
3.6 Ледовые условия .....	26
3.7 Гидрогеологические условия .....	30
3.8 Сведения об особых природных климатических условиях территории .....	39
3.9 Сведения о инженерно-геологических характеристиках грунта трассы морского трубопровода .....	40
3.10 Сведения о инженерно-геологических и гидрологических условиях сухопутных объектов .....	43
4 Технологические показатели разработки месторождения .....	74
5 Решения по морскому технологическому комплексу .....	87
5.1 Общие сведения .....	87
5.2 Основы проектирования .....	88
5.2.1 Схема технологического процесса .....	89

5.2.2	Характеристики применяемых трубопроводов.....	92
5.2.3	Краткое описание трасс проектируемых трубопроводов .....	97
5.2.4	Границы санитарно-защитных зон.....	98
5.3	Подводное оборудование.....	98
5.3.1	Основной состав оборудования МТК .....	98
5.3.2	Сборный манифольд.....	99
5.3.3	Кустовые манифольды .....	100
5.3.4	Оконечные устройства трубопроводов (PLET). Оконечное устройство газосборного коллектора .....	101
5.3.5	Линейный тройник (ILT).....	101
5.3.6	Линейный узел подключения (PLET 32/32/32).....	102
5.3.7	Система соединения трубопроводов.....	103
5.3.8	Устройство запуска/приема СОД.....	104
5.3.9	Соединительные секции.....	104
5.3.10	Система шлангокабелей .....	106
5.3.11	Защитные конструкции .....	112
5.4	Береговое оборудование .....	114
5.5	Основные принципы эксплуатации .....	115
5.5.1	Пуск.....	115
5.5.2	Стандартная эксплуатация.....	116
5.5.3	Останов .....	116
5.6	Стратегия по отношению к гидратам .....	116
5.6.1	Предотвращение образования гидратов .....	116
5.6.2	Необходимость в ингибиторе гидратообразования.....	117
5.6.3	Методы борьбы с гидратообразованием .....	117

6	Технологические решения по береговым объектам обустройства .....	118
6.1	Технология подготовки газа и конденсата.....	118
6.1.1	Общая часть .....	118
6.1.2	Описание технологических схем.....	124
7	Технология газотранспортных производств .....	137
8	Технология трубопроводного транспорта.....	158
8.1	Общая часть.....	158
8.2	Характеристика параметров трубопровода.....	159
8.3	Проектные решения по прохождению трассы. Прокладка трубопроводов .....	166
8.4	Переходы через препятствия .....	170
8.5	Решения по подходу трубопроводов к площадке УКПГ .....	175
8.6	Конденсатопровод подключения .....	176
8.7	Защита трубопроводов от почвенной коррозии .....	179
9	Генеральные планы береговых объектов обустройства .....	180
9.1	Ситуационный план.....	180
9.2	Обоснование границ санитарно-защитных зон .....	181
9.3	Генеральный план площадки УКПГ .....	181
9.4	Генеральный план площадки промбазы.....	198
9.5	Генеральный план площадки управления морским технологическим комплексом (ПУМТК).....	201
9.6	Генеральный план площадки канализационных очистных сооружений (КОС).....	202
9.7	Генеральные планы площадок газосборного коллектора.....	204
9.8	Генеральные планы площадок газопровода подключения.....	205
9.9	Генеральные планы площадок конденсатопровода подключения .....	205
9.10	Технико-экономические показатели площадок проектирования по генплану.....	207

---

9.11	Решения по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных природных процессов.....	209
10	Автомобильные дороги и сооружения.....	210
10.1	Обоснование категории.....	210
10.2	Трассы автодорог.....	213
10.3	Земляное полотно.....	217
10.4	Дорожная одежда.....	219
10.5	Искусственные сооружения.....	221
10.6	Пересечения и примыкания.....	223
10.7	Обустройство автодорог.....	224
10.8	Мероприятия по охране окружающей среды.....	225
11	Архитектурные решения по береговым объектам обустройства.....	225
12	Система электроснабжения объектов обустройства.....	232
12.1	Внешнее электроснабжение.....	232
12.2	Внутриплощадочное электроснабжение.....	235
13	Водоснабжение и водоотведение береговых объектов обустройства.....	239
13.1	Водоснабжение.....	239
13.2	Водоотведение.....	250
13.3	Пожаротушение.....	264

Главный инженер  
Саратовского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

\_\_\_\_\_ Р.А. Туголуков

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г

### **Заверение проектной организации**

Проектная документация разработана в соответствии с проектом планировки территории, проектом межевания территории, заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, действующими законодательными, нормативными правовыми актами Российской Федерации, с соблюдением требований нормативных документов.

Проектные решения обеспечивают взрыво-пожаробезопасность объекта, экологическую безопасность, безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектной документацией мероприятий, технологических режимов и правил эксплуатации производственного объекта.

Главный инженер проекта

А.А. Седов

Главный инженер  
Саратовского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

\_\_\_\_\_ Р.А. Туголуков

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г

### **Заключение генерального проектировщика**

Проектная документация «Обустройство Южно-Киринского месторождения (1 этап) в составе стройки Обустройство Южно-Киринского месторождения» соответствует заданию на проектирование, техническим требованиям на проектирование.

Главный инженер проекта

А.А. Седов

Главный инженер  
Саратовского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

\_\_\_\_\_ Р.А. Туголуков

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г

### **Заключение генерального проектировщика**

Применение Альбомов унифицированных проектных решений (УПР) в соответствии с «Перечнем утвержденных Альбомов УПР» в составе проектной документации «Обустройство Южно-Кириного месторождения (1 этап) в составе стройки Обустройство Южно-Кириного месторождения» не представляется возможным в виду того, что в «Перечне утвержденных Альбомов УПР» отсутствуют унифицированные решения, учтенные при разработке проектной документации по данному объекту.

Главный инженер проекта

А.А. Седов

## Введение

В данной работе рассматриваются вопросы обустройства Южно-Кириного месторождения. В соответствии с принятым в основных технических решениях вариантом разработки максимальный проектный уровень годовой добычи свободного газа составляет 21 млрд.м<sup>3</sup>/год. на 11-й год разработки.

Целью настоящей работы является разработка проектной документации по объекту «Обустройство Южно-Кириного месторождения (1 этап) в составе стройки Обустройство Южно-Кириного месторождения» в соответствии с технологической схемой разработки Южно-Кириного нефтегазоконденсатного месторождения, утвержденная Протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 17.09.2015 № 6228.

Настоящая работа выполнена на основании:

Технологическая схема разработки Южно-Кириного нефтегазоконденсатного месторождения, утвержденная Протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 17.09.2015 № 6228.

Задание на проектирование № 092-2015/1001297 «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения», утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым 09.12.2015 г.

Приложение №1 (обязательное) к заданию на проектирование № 092-2015/1001297 от 09.12.2015г. Технические требования на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап).

Приложение №2 к заданию на проектирование № 092-2015/1001297 от 09.12.2015г. Технические требования на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) (комплекс инженерно-технических средств охраны).

Изменение №1 к заданию на проектирование №033-2017/1001297/и1 «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения», утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым 13.08.2017 г.

Концептуальный график комплексного освоения Кириного блока проекта «Сахалин-3», утвержденный 22.12.2008 г. заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым.

План мероприятий по реализации проекта освоения Южно-Кириного месторождения с началом добычи в 2021 году, утвержденный приказом ПАО «Газпром» от 15.10.15 N604.

Обоснование инвестиций в обустройство Южно-Кириного месторождения.

Проект на разработку и оценку технических решений морского технологического комплекса (далее - МТК) по объекту «Обустройство Южно-Кириного ГКМ» (pre-FEED).

«Рекомендации для учета при формировании регламентной проектной документации, разрабатываемой для освоения шельфовых месторождений с применением подводного добычного комплекса» (резолюция заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» В.А. Маркелова от 21.04.2015 № 03-2836).

Протокол рассмотрения и согласования основных технических решений по объекту «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения» №03/36-21 от 15.04.2016г.

Рабочая документация, разработанная ПАО «ВНИПИгаздобыча» в рамках проекта «Обустройство Кириного ГКМ» (корректировка 2).

## **1 Общие сведения**

### **1.1 Основание для разработки**

Задание на проектирование № 092-2015/1001297 «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения», утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым 09.12.2015 г.

Приложение №1 (обязательное) к заданию на проектирование № 092-2015/1001297 от 09.12.2015г. Технические требования на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап).

Приложение №2 к заданию на проектирование № 092-2015/1001297 от 09.12.2015г. Технические требования на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) (комплекс инженерно-технических средств охраны).

Изменение №1 к заданию на проектирование №033-2017/1001297/и1 «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения», утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым 13.08.2017 г.

## 2 Общие сведения о месторождении и районе работ

Южно-Кириновское газоконденсатное месторождение открыто в 2010 г. на северо-восточном шельфе о. Сахалин и находится в пределах Кириновского блока проекта «Сахалин-3». Блок примыкает к центральной части острова Сахалин в районе Лунского залива. Западная граница Южно-Кириновского месторождения находится на расстоянии 35 км от берега и в 6 км на юго-восток от Кириновского месторождения (рисунок 1).

Расположенный у тихоокеанского побережья юго-востока России о. Сахалин омывается Охотским и Японским морями. На юго-западе к острову подходит ветвь теплого течения Курошио, на севере и востоке - холодные воды Охотского моря. Протяженность острова в меридиональном направлении составляет около 948 км, ширина колеблется от 20 до 160 км, общая площадь – 76400 км<sup>2</sup>. Остров отделен от материковой части Татарским проливом. Южная оконечность о. Сахалин находится на расстоянии 45 км от северного побережья японского острова Хоккайдо.

Климат о. Сахалин определяется общими закономерностями атмосферной циркуляции, географической широтой, близостью острова к Азиатскому материку и Тихому океану. Характерная сезонная смена центров действия атмосферы создает «муссонный цикл», который в основном определяет общие климатические условия на острове. На климатические условия Сахалина и его шельфа влияет также система течений Охотского моря и орография побережья.

Климат о. Сахалин определяется общими закономерностями атмосферной циркуляции, географической широтой, близостью острова к Азиатскому материку и Тихому океану. Характерная сезонная смена центров действия атмосферы создает «муссонный цикл», который в основном определяет общие климатические условия на острове. На климатические условия Сахалина и его шельфа влияет также система течений Охотского моря и орография побережья.

В административном отношении месторождение находится на континентальном шельфе о. Сахалин и граничит с муниципальным образованием «Городской округ Ногликский».

На побережье, в районе примыкания к Кириновскому блоку, в который входит Южно-Кириновское месторождение, населенные пункты и морские порты отсутствуют. Ближайшие крупные населенные пункты – это административный центр муниципального образования «Городской округ Ногликский» п.г.т. Ноглики и административный центр «Тымовского городского округа». Расстояние от северной части блока до поселка Ноглики составляет около 45 км, до поселка Катангли – 30 км по прямой, а от берега до поселка Тымовское – 68 км. Кириновское месторождение расположено в 65 км к юго-востоку от пос. Ноглики.

Для производства морских работ планируется использование реконструируемых портов Корсаков и Холмск.



Глубина моря на месторождении меняется в интервале 110 – 320 м. По морфологическим особенностям дно является однородным. Рельеф дна представляет собой пологую равнину с небольшим уклоном в сторону моря.

Участок строительства расположен в сейсмически активной зоне. В соответствии с выполненным микросейсмораионированием сейсмическая интенсивность (по шкале MSK 64) на участке строительства составляет:

- для периода повторяемости 1 раз в 500 лет – 5.9 - 7.6 балла;
- для периода повторяемости 1 раз в 1000 лет – 6.1 - 7.8 балла;
- для периода повторяемости 1 раз в 5000 лет – 6.8 - 8.1 балла.

Весь шельф о. Сахалина и Курильских островов относится к водным объектам высшей (особой) категории («Показатели состояния и правила таксации рыбохозяйственных водных объектов. ГОСТ 17.1.2.04-77 (п. 7.2.1.)», «Правила охраны от загрязнения прибрежных морей (свод законов) 1984 г.»). Данный факт обуславливается тем, что шельфовые воды являются местом массового нагула и нереста особо ценных видов (рыбы лососевых пород – горбуша, кета, кижуч, сима, камчатский краб, синий краб, краб-стригун) и других промысловых видов (сельдь тихоокеанская, минтай, навага, различные виды камбал и др.).

В пределах северо-восточной части шельфа о. Сахалин расположены следующие особо охраняемые природные территории, наличие которых должно быть учтено при проектировании освоения Южно-Кирильского месторождения:

- комплексный памятник природы регионального значения «Лунский залив»;
- зоологический памятник природы остров «Чаячий»;
- комплексный памятник природы остров «Лявро»;
- государственный биологический заказник «Ногликский»;
- территории питания и нагула серых китов.

В Красную книгу России и в Список угрожаемых видов животных Международного Союза Охраны Природы «МСОП» (IUCN) занесены 22 вида морских млекопитающих Охотского моря. Освоение месторождений на шельфе Сахалина может представлять угрозу для крайне малочисленной Охотско-Корейской популяции серых китов, насчитывающей сейчас не более 100 голов, находящейся на грани полного исчезновения и поэтому включенной в I категорию Красной книги России и Списка МСОП.

Морские птицы в изобилии встречаются в Охотском море, более 20 млн. особей используют ресурсы региона в течение года. Большая часть видов размножается в других регионах и останавливается на берегах о. Сахалин на зимовку, в период сезонной миграции или во время перелетов. Кроме того, побережье залива на северо-востоке о. Сахалин является местом массового отёла оленей.

## 2.1 Геолого-геофизическая изученность месторождения

В 2015 году в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородов», который утвержден протоколом Федерального агентства по недропользованию № 03-18/196-пр от 30.04.2015г. Выделены 14 подсчётных объектов: тектонически ограниченные блоки I, II, III-IV, V, VI, VII, VIII и два продуктивных пласта (Dg I и Dg II) в каждом.

Суммарные запасы пластового газа месторождения, принятые к проектированию по категории C1+C2 (в том числе по C2 в полном объеме), составляют 742,846 млрд. м<sup>3</sup>, из них поставлены на Госбаланс по категории C1 – 514,751 млрд. м<sup>3</sup>, по категории C2 – 228,095 млрд. м<sup>3</sup>. В том числе, запасы газа, приуроченные к пласту Dg I составляют 573,381 млрд. м<sup>3</sup>, к пласту DgII – 169,465 млрд. м<sup>3</sup>. Запасы «сухого» газа - 706,02 млрд. м<sup>3</sup>.

Запасы конденсата по категории C1+C2 составляют 171.051 млн. т. (геол.) и 110,650 млн. т. (извл.) при утвержденных коэффициентах извлечения конденсата 0.56-0.67 д.е.

Запасы конденсата пласта Dg I составляют 130,160 млн. т, пласта Dg II - 40,891 млн. т.

Протоколом ЦКР Роснедра по УВС № 6228 от 19.10.2015 года утвержден вариант разработки 21В по газоконденсатным залежам. Утвержденный вариант предусматривает разработку газоконденсатных залежей пластов 1-2 дагинского горизонта. Максимальный проектный уровень годовой добычи свободного газа в объеме 21 млрд. м<sup>3</sup> планируется на 11-й год разработки.

## 3 Природные условия района работ

### 3.1 Топографические условия

Основными морфологическими зонами в рельефе дна являются: шельф (материковая и островная отмель о. Сахалин), материковый склон, на котором выделяются отдельные подводные возвышенности, впадины и острова, и глубоководная котловина. Шельфовая зона (0-200 м) имеет ширину 180-250 км и занимает около 20% площади моря. Широкий и пологий, в центральной части бассейна, материковый склон (200-2000 м) занимает около 65%, а самая глубоководная котловина (более 2500 м), расположенная в южной части моря – 8% площади моря. В пределах участка материкового склона выделяются несколько возвышенностей и впадин, где глубины резко меняются (возвышенности Академии наук СССР и Института океанологии, впадины Дерюгина и ТИНРО). Дно глубоководной котловины представляет собой плоскую абиссальную равнину, а Курильская гряда является естественным порогом, отгораживающим котловину моря от океана.

Также, следует отметить, что рельеф поверхности дна Охотского моря территории представляет собой морскую террасу, осложненную серией береговых валов, расположенных параллельно береговой черте. Грунты песчаные, в связи с чем на территории развиты эоловые процессы в местах с нарушенным, либо отсутствующим растительным покровом. Другим не менее важным процессом, определяющим лито-морфодинамику подводного берегового склона и прибрежной полосы, является ледовая экзарация.

Береговая линия на исследуемом участке в целом выровнена в результате действия абразионных процессов.

### 3.2 Природно-климатические условия

Проектируемый объект расположен на северо-восточном шельфе острова Сахалин (Охотское море) и находится в пределах Киринского блока проекта «Сахалин-3». Блок примыкает к центральной части острова Сахалин в районе Лунского залива, с севера Кирировский блок ограничивается линией на широте южной границы Набильского залива, с юга – на траверзе устья реки Нампи. Восточная граница блока проходит, примерно, по изобате 300 м и удалена от береговой линии на расстояние около 75 км.

Расположенный у тихоокеанского побережья юго-востока России о. Сахалин омывается Охотским и Японским морями. На юго-западе к острову подходит ветвь теплого течения Куроисио, на севере и востоке - холодные воды Охотского моря. Остров вытянут меридионально от мыса Крильон на юге до мыса Елизаветы на севере. Протяженность острова в меридиональном направлении составляет около 948 км, ширина колеблется от 20 до 160 км, общая площадь – 76400 км<sup>2</sup>. Остров отделен от материковой части Татарским проливом. Южная оконечность находится на расстоянии 45 км от северного побережья японского о. Хоккайдо.

Климат о. Сахалин определяется общими закономерностями атмосферной циркуляции, географической широтой, близостью острова к Азиатскому материку и Тихому океану. Характерная сезонная смена центров действия атмосферы создает «муссонный цикл», который в основном определяет общие климатические условия на острове. На климатические условия Сахалина и его шельфа влияет также система течений Охотского моря и орография побережья.

Побережье, примыкающее к Киринскому блоку, административно относится к муниципальному образованию «Городской округ Ногликский» Сахалинской области. В непосредственной близости от района проведения работ населенные пункты и морские порты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты - это административный центр муниципального образования «Городской округ Ногликский» поселок городского типа Ноглики и административный центр Тымовского района поселок Тымовское. Расстояние от участка работ до поселка Ноглики составляет порядка 100 км, до поселка Катангли – 90 км по прямой, а до поселка Тымовское – 135 км. Для производства морских работ использовался реконструированный для проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» порт Корсаков. Расстояние до порта Корсаков по морю составляет 700 км (380 морских миль).

Автомобильные дороги от побережья, примыкающего к Киринскому блоку, до населенных пунктов Тымовского и Ногликского районов отсутствуют, за исключением дороги для вывоза леса, соединяющей поселок Комрво, находящийся на побережье, с поселками Арги-Паги и Ныш. От поселка Ноглики на юг острова Сахалин идет железная дорога, которая проходит через поселок Тымовское. В устье Набильского залива, в 6 км к востоку от поселка Катангли, расположена пристань, предназначенная для паромных перевозок техники и оборудования через пролив Асланбекова, соединяющий Набильский залив с Охотским морем. Из Охотского моря к пристани Набиль могут заходить суда с осадкой до 3 м. Расстояние от Киринского блока до пристани Набиль составляет около 35 км.

### **Краткие метеорологические и климатические условия (сухопутные объекты)**

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений приняты с учетом природно-климатических условий площадки строительства в Ногликском районе Сахалинской области (таблица 1).

**Таблица 1 - Краткие метеорологические и климатические условия**

№№ пп	Наименование показателей	Значения показателей	Обоснование
1	Расчетные температуры наружного воздуха:		СП 131.13330.2012
	Температура воздуха наиболее холодной пяти-дневки обеспеченностью 0.92	Минус 30°С	
	Температура воздуха наиболее холодной пяти-дневки обеспеченностью 0.98	Минус 30°С	
	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92	Минус 32°С	
	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98	Минус 32°С	
2	Продолжительность периода со средней суточной температурной воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	254 суток	
3	Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$ :	Минус 7,2°С	
4	Нормативное значение веса снегового покрова VII снегового района	3,5 (350) кПа (кгс/м <sup>2</sup> )	СП 20.13330.2016
5	Нормативное значение ветрового давления для V ветрового района	0,6 (60) кПа (кгс/м <sup>2</sup> )	СП 20.13330.2016
6	Наибольшая скорость ветра, возможная 1 раз в 5 лет	38 м/с	По данным метеостанции Ноглики
7	Средняя скорость ветра за три наиболее холодных месяца	4,5 м/с	По данным метеостанции Ноглики
8	Гололедная нагрузка для IV гололедного района	Толщина стенки гололеда – 15мм	СП 20.13330.2016
9	Климатический район по воздействию климата на технические изделия и материалы	II <sub>4</sub>	ГОСТ 16350-80 “Климат СССР”, чертеж 1
10	Климатический подрайон строительства	1В	СП 131.13330.2012
11	Строительно-климатическая зона	1 – наименее су-ровые условия	СП 131.13330.2012
12	Зона влажности территории России	1 - влажная	СНиП 23-02-2003 “Тепловая защита зданий”, приложение В и СП 50.1333.2012
13	Сейсмичность района строительства	8 баллов	По результатам Инженерно-геологических и инженерно-геотехнических изысканий, сейсморазведки (документ шифр 4650ИЗ.00.П.ИИ.ТХО – ИГЛТИ 3.1) для карты «В»

### 3.3 Гидрометеорологические условия

#### Сроки навигационного периода

Навигационный период в исследуемом районе продолжается с июня по ноябрь. В то же время ввиду того, что осенние месяцы характеризуются высокой штормовой активностью, проведение работ в октябре-ноябре также представляется нецелесообразным.

В соответствии с Приказом Госкомрыболовства РФ от 01.06.2001 N 154 "Об утверждении "Положения о сроках навигации для флота Дальневосточного бассейна" для судов неограниченного плавания на акватории Охотского моря прилегающей к о. Сахалин от мыса Терпения до мыса Елизаветы установлен навигационный период с 15.06 по 01.11. В отдельные годы возможно более раннее начало навигации в связи с освобождением акватории от льда. Так в 2016 г. (умеренная зима) полное освобождение акватории установилось уже к 25 мая. К середине мая лед на акватории исчез в 2014 г. (мягкая зима). Однако в 2015 г. (очень мягкая зима) прохождение циклонов над южной частью Охотского моря и преобладание ветров с восточной составляющей привело к скоплению в начале июня остатков массива льда в узкой береговой зоне и окончательное его разрушение произошло только в начале второй декады июня.

#### Температура воздуха

Годовой ход средней многолетней температуры воздуха характеризуется смещением сезонов примерно на один месяц: самым теплым месяцем года является август, а средняя месячная температура воздуха в сентябре выше, чем в июне. Многолетняя средняя годовая температура воздуха по данным ГМС Комрво отрицательна и составляет минус 1,6°C. Абсолютный минимум температуры воздуха за более чем 50-летний период наблюдений составляет минус 41,3°C, а абсолютный максимум – 36,5°C (таблица 2).

Распределение средней месячной температуры воздуха над акваторией Охотского моря в различные сезоны приводится на рисунке 2. Как видно из приводимых карт в зимнее время (в январе) у северо-восточного побережья о. Сахалин наблюдается сгущение изотерм, в то время как в другие сезоны года поле температуры воздуха в этом районе имеет гораздо более сглаженный характер. Это объясняется расположением границы между очень холодным в зимнее время материком и прилегающим к нему островом и существенно более теплой акваторией моря.

**Таблица 2 - Средние (1966- 2012 гг.) и экстремальные (1959- 2012 гг.) температуры воздуха (°C) по месяцам, ГМС**

Параметр	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Абс. минимум	-40,3	-39,7	-36,7	-27,3	-10,1	-5,1	-2,5	-1,5	-3,9	-17,3	-27,1	-41,3	-41,3

Параметр	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Минимальная средняя	-20,2	-19,7	-14,9	-5,9	-0,9	2,7	6,4	8,3	5,7	-0,3	-9,8	-17,2	-5,5
Средняя	-15,8	-14,6	-9,5	-2,4	1,7	5,6	9,2	11,6	9,7	3,6	-5,7	-12,8	-1,6
Максимальная средняя	-11,3	-9,9	-4,8	1,3	5,3	9,4	12,8	15,9	14,3	8,1	-1,5	-8,4	2,6
Абс. максимум	0,9	4,5	15	21,4	29,6	33,4	34,7	36,5	30,3	22,6	16,6	7,4	36,5

В таблице 3 приводятся средние и экстремальные значения температуры воздуха по месяцам для трех точек вдоль трассы трубопровода по данным ретроспективного численного гидродинамического моделирования за 30 лет. Из приводимых результатов отчетливо видно, что по мере удаления от побережья зимние температуры воздуха увеличиваются, а летние, наоборот, снижаются, причем как среднемесячные, так и экстремальные. Особенно ярко это выражено в абсолютных максимальных температурах теплого периода года, разница которых в июле между точками А1 и А2 превышает 8°С. Это объясняется тем, что над морской поверхностью температурные контрасты сглаживаются. Экстремальные значения температур воздуха, полученные по данным ГМС существенно больше, чем по данным гидродинамического моделирования, что, в первую очередь объясняется разницей периодов расчетов (30 и более 50 лет).

**Таблица 3 - Средние и экстремальные температуры воздуха (°С) по месяцам в точках А1, А3 и А2 по данным моделирования ФГБУ «ГОИН», 1985-2015 гг.**

Точка	Период	Месяц											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
А1	Минимальная	-29,9	-28,2	-21,3	-16,9	-5,4	0,2	5,4	8,7	1,8	-8,7	-20,2	-27,5
	Средняя	-16,8	-14,4	-8,0	-1,5	3,0	7,7	12,3	14,5	11,8	4,5	-5,2	-12,6
	Максимальная	0,3	0,8	3,3	14,9	21,5	25,5	27,9	25,8	24,1	16,0	10,9	2,2
А3	Минимальная	-28,7	-27,6	-20,6	-16,3	-4,7	0,4	5,4	9,4	3,0	-7,9	-19,5	-26,4
	Средняя	-16,1	-14,0	-7,9	-1,6	2,7	7,4	12,1	14,2	11,7	4,8	-4,6	-11,7
	Максимальная	0,5	-0,1	3,3	10,3	15,8	19,0	22,0	22,0	21,3	15,1	10,0	2,2
А2	Минимальная	-27,7	-27,0	-20,1	-15,8	-4,3	-0,2	4,9	9,4	3,7	-7,1	-18,5	-25,0
	Средняя	-15,1	-13,5	-7,8	-1,8	2,1	6,4	11,3	13,7	11,7	5,2	-3,8	-10,6
	Максимальная	1,0	-0,1	2,2	8,8	12,8	16,2	19,8	19,8	19,8	14,2	9,4	2,7

В таблице 4 приводятся даты наступления и окончания периода устойчивых морозов, который на ГМС Комрво составляет около полугода, а в таблице 5 – расчетные температуры самой холодной пятидневки различной обеспеченности по данным ГМС Комрво.

**Таблица 4 - Средние даты наступления, прекращения и средняя продолжительность устойчивых морозов, ГМС Комрво, 1966–2012 гг.**

Дата наступления	Дата прекращения	Продолжительность (дни)
1 XI	29 IV	181

**Таблица 5 - Расчетная температура самой холодной пятидневки (°С) с обеспеченностью 0,98 и 0,92 (°С), ГМС Комрво, 1966–2012 гг.**

Обеспеченность	Температура, °С
0,98	-32,6
0,92	-27,6

#### **Влажность и осадки**

Основными факторами осадкообразования над Охотским морем являются циклоническая деятельность и адвекция влажного воздуха с Тихого океана в период летнего муссона. Наибольшее количество осадков в районе выпадает в сентябре, наименьшее – в феврале. Среднее количество осадков по месяцам и за год на ГМС Комрво за период более 45 лет приводится в таблице 6, для трех точек вдоль трассы трубопровода по данным ретроспективного гидродинамического моделирования за 30 летний период – в таблице 7. Как видно из приводимых данных, по мере удаления от побережья среднее годовое количество осадков снижается.

**Таблица 6 - Среднее количество осадков (мм) по месяцам и за год, ГМС Комрво, 1966–2012 гг.**

Месяц												VI-XI	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
42	34	42	53	63	52	66	99	95	94	59	45	465	744

**Таблица 7 - Среднее количество осадков (мм) по месяцам и для года в целом в точках А1, А3 и А2 по данным моделирования WRF, 1985-2015 гг.**

Точка	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
A1	38,4	33,9	52,9	52,6	68,9	54,2	63,8	92,2	78,1	70,9	55,4	48,4	709,6
A3	38,7	32,8	50,1	51,5	67,2	54,8	57,6	90,9	74,5	72,1	58	49,5	697,7
A2	39,9	32,6	49,2	53,1	64,6	49,9	55,6	83	69,9	73,8	62,5	51,7	685,8

Наименьшие средние значения относительной влажности наблюдаются в холодный период (в январе), а наибольшие – в середине лета (в июле). Годовая амплитуда относительной влажности воздуха, по данным станции Комрво, составляет 13% .

Годовой ход средних значений относительной влажности объясняется муссонным характером циркуляции региона. В зимнее время на режим увлажнения сильное влияние оказывает перемещающийся с Азиатского материка к УВ, характеризующийся низкими температурами и малым влагосодержанием. Летом же происходит интенсивный перенос теплого и влажного воздуха с океана на континент.

**Таблица 8 - Средняя многолетняя относительная влажность воздуха (%) по месяцам и за год, ГМС Комрво, 1966–2012 гг**

Месяц												VI-XI	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
70	71	76	81	87	91	93	90	85	78	73	72	85	81

### 3.4 Атмосферные явления

#### *Туманы*

Сахалинские туманы обуславливаются муссоном, по своему происхождению являются адвективными, образуются при движении теплых воздушных масс над поверхностью холодных течений с последующим выносом на берег острова. Радиационные туманы возникают лишь во внутренних долинах и наблюдаются сравнительно редко. Наибольшее годовое число дней с туманами наблюдается на восточном побережье, подверженном непосредственному воздействию охладившегося в нижних слоях морского воздуха.

На северо-восточном побережье острова Сахалин, в том числе в районе исследования, туманы наиболее часты. В районе работ по данным ГМС Комрво наблюдается в среднем за год 72 дня с туманом.

Туманы наблюдаются преимущественно с апреля по сентябрь. Туманы имеют ярко выраженный суточный ход, и по мере удаления от берега моря он становится отчетливее. Наибольшую повторяемость туманы имеют в ночные часы, днем ослабевают или рассеиваются. В связи с тем, что туманы образуются в приземном слое холодного воздуха, при выносе их на берег понижается температура воздуха. В периоды выноса туманов устанавливается холодная сырая погода со слабыми, а иногда еле заметными в приземном слое воздуха ветрами.

Наибольшее число дней с туманами приходится на июнь-июль и составляет на побережье у района работ в среднем 15-19 дней, в отдельные годы число дней с туманом в июле может достигать 28 дней.

**Таблица 9 - Средние характеристики туманов по данным ГМС Комрво**

Месяцы												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Среднее число дней с туманом												
-	0,0	0,9	4,6	10,7	15,1	18,5	13,6	5,6	1,7	0,6	0,2	71,6
Наибольшее число дней с туманом												
-	1	6	13	17	25	28	26	18	11	4	3	101
Средняя суммарная месячная продолжительность тумана (ч)												
-	0,0	5,0	34,8	90,3	160,9	208,9	131,0	46,5	15,2	3,9	0,7	692,6

Туман может длиться от нескольких часов до нескольких суток подряд. С удалением в море повторяемость и продолжительность туманов в летние месяцы существенно возрастает. Наибольшая средняя месячная продолжительность летних туманов приходится на июль и составляет 209 часов.

Зимой туманы крайне редки и непродолжительны. Среднее многолетнее число дней с туманом в это время года менее 1 по всем районам Сахалина. Это означает, что в эти месяцы туман может наблюдаться не каждый год. По многолетним данным метеорологической станции Комрво за январь не наблюдалось ни одного тумана, а в феврале повторяемость туманов составляет 0,3 случая в 10 лет.

Под ограниченной видимостью понимается метеорологическая дальность видимости 1000 м и менее. На ГМС Комрво наблюдения за метеорологической дальностью видимости производились только в светлое время суток, в ночные сроки наблюдения за видимостью не производились. К светлоте времени суток относятся метеорологические сроки за 21, 00, 03, 06 и 09 UTC в марте–сентябре; 21, 00, 03, и 06 UTC в октябре; 00, 03, и 06 UTC в ноябре–феврале.

По данным за период с 1966 по 2012 гг. была рассчитана повторяемость ограниченной видимости как отношение суммы сроков наблюдений с ограниченной видимостью ко всем срокам наблюдений, в которые производились наблюдения за видимостью, умноженное на 100% (таблица 10).

**Таблица 10 - Повторяемость (%) ограниченной видимости (1000 м и менее) по месяцам, ГМС Комрво, 1966–2012 гг.**

Месяц												VI-XI	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
6,5	5,3	6,2	7,8	14,1	21,6	27,2	18,4	6,2	3,5	4,8	6,5	14,9	11,8

Примечание: Повторяемость рассчитана по данным наблюдений в светлое время суток.

### *Обледенение*

По многолетним данным ГМС Ноглики атмосферное обледенение может наблюдаться, в основном, с декабря по май (таблица 11). В зимние месяцы наиболее часто наблюдается изморозь. Несмотря на то, что максимум повторяемости гололедно-изморозевых отложений приходится на зиму, наиболее опасны они в ноябре-декабре и апреле-мае и связаны с возникновением гололеда и выпадением мокрого снега.

**Таблица 11 - Число дней и продолжительность обледенения по месяцам по данным ГМС Ноглики**

Вид обледенения	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	год
Среднее число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям)											
Гололед		0,04	0,1	0,2	0,7	0,2	0,6	2	3	0,1	7
Изморозь		0,1	1	4	4	5	7	4	0,8		26
все виды		0,1	1	4	5	5	7	5	3	0,1	30
Наибольшее число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям)											
Гололед	1	1	1	3	7	5	3	5	6	2	16
Изморозь		2	6	11	12	16	14	12	3		59
все виды	1	2	6	14	15	16	14	14	8	2	69

### **3.5 Ветер**

Режим ветра исследуемого района определяется муссонным характером циркуляции атмосферы, что выражается в сезонной смене преобладающего направления ветра. Выраженная сезонная смена воздушных течений, обусловленная формирующимся терми-

ческим контрастом между континентом и океаном, а также изменением положения основных барических образований, отражается на режиме ветра по всей территории. Сложный горный рельеф и изрезанность береговой линии оказывают влияние на перенос воздушных масс и скорость их перемещения.

Зимой преобладают ветры западного и северо-западного направлений. В летний период господствующими направлениями являются ветры южной и юго-восточной четверти (летний муссон). Летом возрастает повторяемость штилей по сравнению с зимой. преобладающих ветров зимних направлений на летние и наоборот. В начале весны, в марте, все еще преобладают ветры зимних направлений, в мае – летних; перелом осуществляется в апреле, для которого характерно более равномерное распределение повторяемости ветров по румбам. Осенью наблюдается обратная картина. В начале осени, в сентябре, все еще преобладают летние юго-восточные ветры, в ноябре – зимние западные, северо-западные; переходным месяцем является октябрь, в котором так же, как и в апреле, наблюдается более равномерное распределение повторяемости ветра по румбам.

По мере удаления от побережья по трассе трубопровода отмечается уменьшение повторяемости западных ветров и рост северо-западных, а в летнее время рост повторяемости южных румбов (рисунки 3-6).

По данным ГМС Комрво (таблица 12) среднее годовое значение скорости ветра составляет 3,6 м/с. Наибольшие средние скорости ветра здесь наблюдаются зимой (максимум – в январе, 4,2 м/с), а наименьшие – летом (в июле и августе, 2,7 м/с). Распределение максимальных скоростей по месяцам на ГМС существенно отличается. Наибольшая скорость ветра за рассматриваемый период наблюдений отмечалась в ноябре и составила 21 м/с, что объясняется приходящимся на осень максимумом циклонической активности в данном районе. Наименьшие максимальные скорости ветра приходятся на весенне-летний период, а минимум отмечается в июне (12 м/с), что связано со сглаживанием барического поля в эту часть года. Максимумы порыва скорости ветра отмечались в марте и январе и составили 34 и 30 м/с, соответственно, что связывается с прохождением глубоких циклонов.

**Таблица 12 - Среднемесячные, максимальные скорости и порывы ветра (м/с), ГМС Комрво**

Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средняя скорость ветра, м/с (1973-2009 гг.)											
4,2	4,0	3,8	3,7	3,5	3,0	2,7	2,7	3,3	3,8	3,7	4,0
Максимальная скорость ветра, м/с (1973-2009 гг.)											
18	17	21	16	14	12	14	15	14	19	21	20
Максимальный порыв скорости ветра по анеморумбметру, м/с (1977-2009 гг.)											
30	27	34	24	23	17	20	23	23	28	29	27

В течение почти четырех лет (с ноября 2006 по июнь 2010 гг.) в открытом море вблизи Южно-Кириного месторождения, на Лунской площади производились инструментальные измерения скорости ветра, статистики которых приводятся в таблице 13 и 14. Как видно из приводимых данных над открытым морем наблюдаются существенно более высокие скорости ветра в сравнении с многолетними наблюдениями ГМС Комрво, располагающейся вблизи побережья. Средние месячные скорости ветра в этот почти четырехлетний период инструментальных наблюдений превышали многолетние значения для побережья более чем в 2 раза. Иной характер имело и относительное распределение скоростей по месяцам: летний минимум скоростей сместился на весну. В зимнее время по результатам этих измерений в среднем в течение зимних месяцев более трети дней наблюдались максимальные скорости ветра (включая порывы) более 15 м/с. Максимальное число дней с такими скоростями за год составило 110, что почти в 2 раза превышает этот максимум для ГМС Комрво (61 день).

**Таблица 13 - Среднемесячные, максимальные скорости и порывы ветра (м/с), Лунская площадь, ноябрь 2006 – июнь 2010 г**

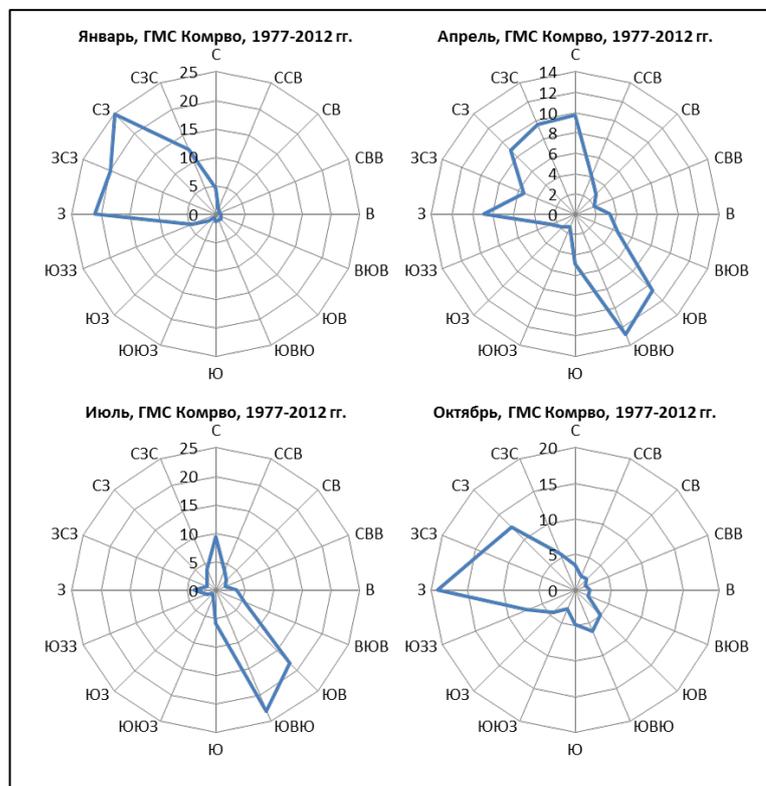
Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средняя скорость ветра, м/с											
12,2	10,2	7,9	6,0	6,8	6,4	6,8	7,5	8,1	10,2	10,6	10,9
Максимальная скорость ветра, м/с											
33	28	25	25	21	22	24	22	25	32	30	33
Максимальный порыв скорости ветра по анеморумбометру, м/с											
42	33	32	35	26	27	25	25	28	36	44	36

**Таблица 14 - Максимальное число дней со скоростью ветра (включая порывы) более 15 м/с, Лунская площадь, ноябрь 2006 – июнь 2010 г.**

Месяцы												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее												
13,5	8,5	6,5	2,5	4,5	1,8	1,7	6,0	5,3	7,8	10,5	12,3	–
Максимальное												
18	11	15	5	6	4	2	12	8	13	13	17	110

### Оперативные характеристики

На рисунке 2 приводятся розы повторяемости ветра для центральных месяцев сезонов (январь, апрель, июль и октябрь) для ГМС Комрво (1977-2012 гг.)



**Рисунок 2 - Розы повторяемости (%) направлений ветра в январе, апреле, июле и октябре, ГМС Комрво, 1977-2012 гг.**

### Экстремальные характеристики

В таблице 15 для ГМС Комрво (1977-2012 гг.) приводятся расчетные наибольшие скорости ветра редкой повторяемости с осреднением 10 мин и в порыве.

**Таблица 15 - Наибольшие скорости ветра (м/с), возможные 1 раз в год, 5, 10, 25, 50 и 100 лет, с интервалом осреднения 10 минут и для порывов ветра, ГМС Комрво, 1977–2012 гг.**

Осреднение	Период повторяемости, лет					
	1	5	10	25	50	100
10 мин.	10,4	19,2	20,3	21,3	21,9	22,5
Порыв	23,0	29,6	30,3	32,1	32,9	33,5

### 3.6 Ледовые условия

#### *Продолжительность ледового периода*

Ледообразование на акватории северо-восточного шельфа о. Сахалин начинается в прибрежной зоне и происходит практически одновременно вдоль всего северо-восточного побережья острова. В районе ГМС Комрво самое раннее появление льда было отмечено во второй декаде ноября. В среднем первое появление льда у берега наблюдается в конце ноября – первой декаде декабря (таблица 16). Выход трубопровода ЮКМ находится в 30 км севернее ГМС Комрво, но анализ спутниковых снимков показывает, что начало ледообразования в этих районах происходит практически в одно время. Так в условиях мягкой зимы 2014-2015 гг. появление льда в районе выхода трубопровода и ГМС отмечено 30 ноября, в умеренную зиму 2015–2016 гг. – в первых числах декабря. Устойчивое ледообразование происходит практически сразу за появлением льда в период со второй декады ноября до середины января в зависимости от суровости зимы.

**Таблица 16 - Основные даты ледовых фаз в период ледообразования в прибрежной зоне**

Параметры	Ранняя (мин.)	Средняя	Поздняя (макс.)
Дата устойчивого перехода температуры воздуха через 0° осенью	17.окт	31.окт	23.ноя
Дата устойчивого перехода температуры воды через 0° осенью	30.окт	16.ноя	05.дек
Дата первого ледообразования	13.ноя	25.ноя	11.дек
Дата устойчивого ледообразования	13.ноя	28.ноя	13.январь
Дата первого образования заберега или припая	18.дек	29.январь	06.апр
Дата начала образования устойчивого припая	21.дек	08.фев	27.мар
Дата первого появления приносного льда	25.ноя	24.дек	17.январь

В открытом море лёд появляется на 1-1,5 декады позже (таблица 17), практически одновременно на всем протяжении от мелководья до акватории ЮКМ. По результатам анализа спутниковых изображений Landsat в границах 143,25°-144,5° в.д., 51°-52° с.ш. самое раннее появление льда в районе отмечено в начале третьей декады ноября (23.11.2000 г.), самое позднее в первой половине первой декады января. Устойчивое ледообразование происходит, как правило, не позднее пяти дней с момента первого появления льда.

**Таблица 17 - Основные сведения о ледовом режиме в районе трассы газопровода (143,25°-144,5° в.д., 51°-52° с.ш.)**

Характеристика	Даты (период)		
	ранняя	средняя	Поздняя
Первое появление льда <sup>1</sup>	23.11-05.12	11.12-15.12	01.01-05.01
Устойчивое ледообразование <sup>2</sup>	05.12-10.12	11.12-15.12	05.01-10.01
Полное очищение <sup>3</sup>	04.04-10.04*	16.05-20.05	16.06-20.06
Продолжительность безледного периода	16 декад	20 декад	25 декад
Продолжительность ледового периода	20 декад	16 декад	11 декад
Примечание: *Полное очищение ото льда наблюдается непосредственно в районе наблюдения (Кириная площадка), восточнее и западнее площадки лед может существовать.			
<sup>1</sup> - днем первого появления льда считается день, когда в осенне-зимний период впервые на наблюдаемом пространстве появляется лед независимо от вида, количества и места образования. Случаи обмерзания свай или камней во внимание не принимаются. Когда это целесообразно, в прогнозах отмечается: <sup>2</sup> - днем устойчивого появления льда считается день, когда впервые появился лед и больше не исчезал. <sup>3</sup> - днем полного очищения моря ото льда считается первый день безо льда или день, когда на видимом пространстве моря наблюдаются отдельные льдины (менее 1 балла); наличие стамух и остатков льда на берегу и отмелях во внимание не принимается.			

В районе ЮКМ лед появляется в первые декады декабря. По данным ледовых авиаразведок (1956–1991 гг.) и измерений со спутников установлено, что вероятность встречи льда любого возраста и формы в районе ЮКМ в первой декаде декабря равна 50%. К третьей декаде декабря вероятность близка 100% [Атлас, 2012]. Анализ спутниковых снимков после выхода атласа подтверждает установленную закономерность. Вне зависимости от суровости погодных условий в начале января ледяной покров формируется на всем протяжении от побережья до ЮКМ и далее к востоку вплоть до 150-152° в.д. [Тамбовский и др., 2001]. В январе и феврале ледяной покров достигает максимальной сплоченности. Ширина сплошного ледяного массива может достигать 80 миль.

Наибольшее развитие ледового массива в районе изысканий наблюдается в период с конца февраля по середину апреля. Для этого периода характерно образование ледяных полей наибольшего размера и толщины, наличие гряд торосов, большое разнообразие форм льда, существование полыньи в прибрежной зоне. В этот период исследуемая область практически всегда целиком покрыта льдом, сплоченность которого меняется от 90%-100% в умеренные и суровые зимы до 78–90% в мягкие зимы. И только в очень мягкие зимы под влиянием смены режима атмосферной циркуляции ледяной массив прижимается к берегу и в районе ЮКМ и прилегающего участка трубопровода возможно образование области чистой воды или сильно разреженных льдов. Подобная ситуация наблюдалась в самую мягкую зиму 2014-2015 г. в период со второй декады февраля по третью декаду марта, когда акватория ЮКМ была практически свободна ото льда, но уже в апреле акватория ЮКМ была снова покрыта льдом.

В марте-апреле кромка дрейфующего льда достигает своего максимального восточного положения. С середины апреля начинают преобладать весенние процессы разрушения ледяного покрова. В мае наблюдается интенсивное таяние и разрушение льда. Кромка льда смещается к берегу. Окончательное очищение моря ото льда в районе месторождения в среднем происходит во второй декаде мая. Самая ранняя дата очищения акватории – вторая половина первой декады апреля (например, 2006 г.), самая поздняя – 17 июня (например, Landsat-7, 2009 г.).

В июне происходит окончательное раздробление ледяных полей до битых форм, исчезают молодые льды, в ледяном массиве отмечаются только однолетние льды. К концу июня происходит очищение всей акватории северо-восточного шельфа о.Сахалин ото льда.

По данным спутникового многолетнего мониторинга ледовой обстановки (Japan Meteorological Agency) в исследуемом районе (1971-2015 гг.) самая ранняя дата освобождения моря ото льда в районе проектируемого МТК ЮКМ была 31 марта, а в прибрежной зоне – в районе предполагаемого современного выхода трубопровода на берег – 05 апреля. В таблице 18 приведена повторяемость очищения моря ото льда в районе МТК и выхода трубопровода.

**Таблица 18 - Повторяемость (%) очищения моря ото льда по декадам, район обустройства Южно-Киринского месторождения по данным спутникового мониторинга. 1971-2015 гг.**

Месяц	Декада	МТК	Выход трубопровода на берег
Апрель	1	4	2
	2	7	2
	3	11	13
Май	1	11	7
	2	29	27
	3	36	29
Июнь	1	0	18
	2	2	2

За исследуемый период времени в районе МТК чаще всего – в 75% случаев – море освобождалось ото льда во второй – третьей декаде мая. В 23% случаев это происходило в более ранние сроки, в апреле – начале мая. Освобождение моря ото льда в районе МТК в очень ранние даты – первая и вторая декады апреля, происходило 2 и 3 раза за 45 лет наблюдений. В июне море практически свободно ото льда и возможно редкое появление дрейфующего сильно разреженного льда в районе площадки. Один раз за 45 лет наблюдений в 2011 г. лед в районе МТК сохранялся до второй декады июня.

В районе выхода трубопровода на сушу в зоне ЮКМ море освобождалось ото льда в 29% случаев – в третьей декаде мая; в 27% случаев – во второй декаде мая; в 18% случаев – в первой декаде июня и в 13% случаев – в третьей декаде апреля. Более поздние и более ранние даты очистки моря ото льда в прибрежной зоне случались по одному разу за 45 лет (2%).

С мая происходит постепенное очищение прибрежной части района изысканий от припая; окончательное очищение наблюдается в среднем в первых числах июня, а в отдельные суровые годы – в конце июня. Продолжительность ледового периода по наблюдениям в Комрво составляет около 200 дней в году.

### ***Сплоченность и толщина льда. Линейные размеры ледяных полей***

Ледовый массив в районе изысканий характеризуется разнообразием линейных размеров и форм присутствующего льда. Этому способствуют процессы дробления льда и смерзания льда в крупные формы под воздействием динамических и термических процессов в регионе, а также поступление дрейфующего льда из районов северо-западной части Охотского моря, где гидрометеорологические условия способствуют более раннему ледообразованию. В прибрежной зоне этому также способствуют процессы становления и взлома припая. Сплоченность льда в исследуемом районе как в мягкие так и в суровые зимы в январе - марте достигает максимального значения.

По историческим данным (таблица 19) в наиболее суровом в сезонном плане периоде (январь-апрель) на всем исследуемой акватории преобладают льды крупных размеров – свыше 0,5 км. На начальном (декабрь) и конечном (май) этапе ледового периода относительная доля крупных форм льда (более 0,5 км.) существенно уменьшается, и начинают преобладать льды более мелких размеров (до 0,5 км.). В декабре это связано с динамическими процессами, приводящими к активному дроблению крупных форм льда небольшой толщины (взлом припая, деформация льда, вынос льда соответствующих форм с северных акваторий). В мае же это связано с замедлением процессов смерзания мелких форм льда в более крупные за счет повышения температурного фона.

**Таблица 19 - Среднемесячная повторяемость (%) градаций сплоченности (баллы) и толщины льда (см) и размера льдин (км) в районе изысканий. 1960-2014 гг.**

Месяц	Сплоченность (баллы)					Толщина льда (см)						Размеры льда (км)					
	0	1-3	4-6	7-8	9-10	<10	10-15	15-30	30-70	70-120	>120	<0,02	0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-2	2-10
Прибрежный участок (51,0-51,5°с.ш., 143,0-144,0°в.д.)																	
декабрь	7	9	7	27	50	9	50	17	24	0	0	6	8	26	43	17	6
январь	0	0	2	6	92	2	22	24	52	0	0	4	10	16	54	16	4
февраль	0	0	0	2	98	4	22	16	22	33	2	0	7	26	39	28	0

Месяц	Сплоченность (баллы)					Толщина льда (см)						Размеры льда (км)					
	0	1-3	4-6	7-8	9-10	<10	10-15	15-30	30-70	70-120	>120	<0,02	0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-2	2-10
март	0	0	2	4	93	4	7	22	22	24	20	11	11	13	38	27	0
апрель	4	2	4	8	82	0	0	0	34	25	41	40	14	17	6	23	0
Май	26	22	14	14	24	0	0	0	41	21	38	44	37	10	7	2	0
Морской участок (51,0-51,5°с.ш., 144,0-145,0°в.д.)																	
декабрь	21	16	23	16	23	3	25	39	33	0	0	8	18	14	44	16	8
январь	0	0	2	8	90	0	6	16	76	2	0	2	8	30	48	12	2
февраль	0	0	2	4	94	2	2	10	45	37	4	0	18	24	35	33	0
март	0	0	0	2	98	0	0	4	30	49	17	11	22	11	30	26	0
апрель	4	0	2	20	74	0	0	0	37	23	40	46	19	8	4	23	0
Май	38	18	20	14	10	0	0	0	44	22	33	40	51	9	0	0	0

В архиве Landsat имеются изображения, на которых в исследуемом районе зарегистрированы единичные ледяные поля с линейными размерами около 30 км (например, Landsat-4 от 27 марта 1985 г. и 14 марта 1986 г., рисунок 7). Самое обширное поле в марте 1985 г. со спутника Landsat-5. Его размеры составляли примерно 40×20 км.

По результатам измерений ледяных образований в марте умеренной зимы 2016 г. на космических снимках высокого разрешения средняя длина ледовых образований составляет 2587 м в длину и 1858 м в ширину. Максимальные размеры ледяного поля однолетнего льда составили 11 957 м в длину и 11 207 м в ширину. Анализ спутниковых снимков с начала 21 века для условий разных зим подтверждает, что наибольшего размера ледяные поля характерны для марта и могут достигать 20 км. Вместе с тем ледяные образования такого размера единичны и с большей вероятностью формируются в условиях суровых и умеренных зим. В условиях мягких зим размеры ледяных образований немного меньше. Максимальные размеры ледяных образований в марте 2014 г. (мягкая зима) составили 18 км, а в марте 2015 г. (наиболее мягкая зима) – не превысили 10 км. В целом для марта на акватории изысканий характерны большие ледяные поля, обломки ледяных полей, крупнобитый лед. В апреле размеры ледяных полей не превышают 2 км.

### 3.7 Гидрогеологические условия

#### *Волнение*

Наиболее полные сведения о характере ветрового волнения на Охотском море приводятся в изданиях [Гидрометеорология..., 1998] и [Справочные данные..., 2003].

Ввиду интенсивной штормовой деятельности и большого водного пространства, вытянутого в направлении преобладающих ветров, Охотское море можно отнести к наиболее бурным морям России. Так, повторяемость штормов в Охотском море составляет 13%, при этом их средняя продолжительность варьируется от 13 суток в западном районе

до 26 суток в южном [Гидрометеорология..., 1998]. К характерным чертам штормовой активности на Охотском море относятся следующие особенности:

- с октября по март над Охотским морем преобладает циклоническая деятельность, достигающая своего максимума, как правило, в декабре;
- с апреля по сентябрь усиливается антициклоническая деятельность, достигающая максимума в июне—июле;
- приблизительно половина циклонов выходит на Охотское море в декабре—феврале [Гидрометеорология..., 1998].

#### Оперативные характеристики

Инструментальные наблюдения за параметрами ветрового волнения на исследуемой акватории осуществлялись ФГБУ «ГОИН» во время полевого сезона 2015 г., а также в ходе ИГМИ прошлых лет в период с осени 2013 г. по лето 2015 гг. (таблица 20). В данном разделе рассматриваются результаты обработки данных этих измерений в хронологическом порядке.

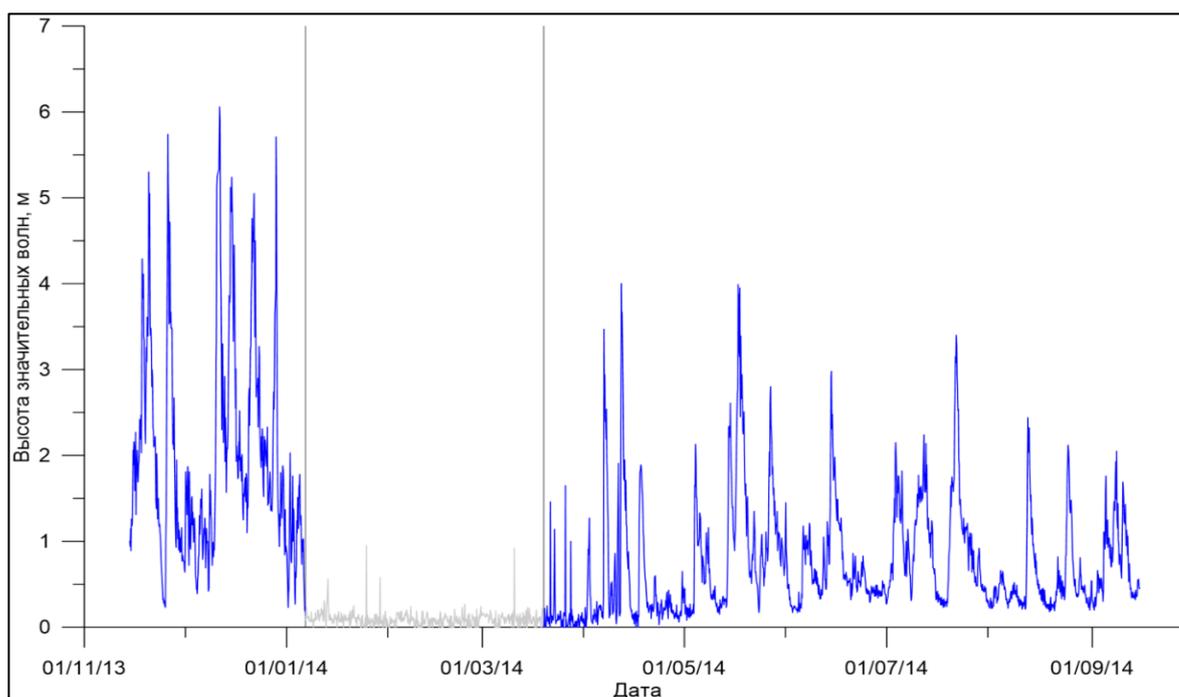
**Таблица 20 - Сроки измерения волнения на акватории Южно-Кириного месторождения в рамках полевых работ ФГБУ «ГОИН» и ИГМИ прошлых лет. 2013—2015 гг. Сроки ледостава. Объем полученных данных**

Станция	Координаты и глубина	Срок измерений	Ледостав	Количество измерений	
				Всего	Без льда
13-1	143° 44,301' E; 51° 25,294' N 64 м В UTM 54 (X, Y, м) 690104.9874 5698209.9452	14.11.2013 – 15.09.2014 г.	6.10—19.03.2014 г.	2411	1844
13-2	143° 54,8' E; 51° 20,34' N 95,5 м В UTM 54 (X, Y, м) 702988.8592 5691567.9975	14.11.2013 – 02.10.2014 г.	6.01—19.03.2014 г.	2331	1778
14-1	143° 45,547' E; 51° 27,653' N 72 м В UTM 54 (X, Y, м) 692973.4264 5703673.1871	06.12.2014 – 02.06.2015 г.	24.12.14—22.05.15 г.	1025	138
АГДС	143,57782° E ; 51,45824° N 35 м В UTM 54 (X, Y, м) 679083.56609 5703936.8616	26.09.2015- 28.11.2015	-	1528	1528
АГБС	144,23964° E; 51,37172° N 185 м В UTM 54 (X, Y, м) 725476.5756 5696145.0821	15.10.2015- 29.11.2015	-	1073	1073

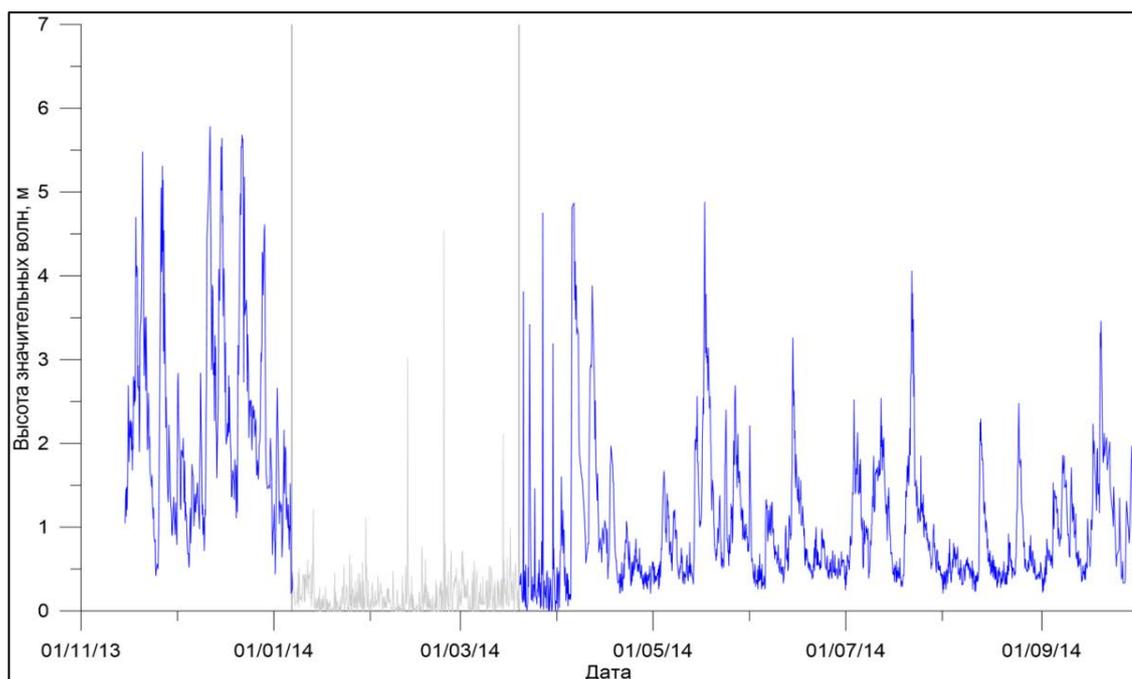
Исходные ряды наблюдений на АГС оказались зашумлены, поэтому к ним применялись следующие методы фильтрации:

- исключение сбоев измерительного оборудования, при которых параметры волнения оказывались отрицательными;
- фильтрация данных по принципу «трёх сигм».

Помимо этого целесообразным является отсечение данных, соответствующих периоду ледостава, поскольку в это время волнение не наблюдается. Такие периоды выявлялись путем экспертной оценки графиков временного хода высоты волн по их заметному понижению. Определение периода ледостава на примере данных с АГС 13-1 и 13-2 показано на рисунках 3 и 4 соответственно. К дальнейшей обработке принимались только измерения, выполненные в свободный от льда период. Данные со станции №14-1 не учитывались, т.к. её измерения приблизительно на 87% приходятся на период ледостава.

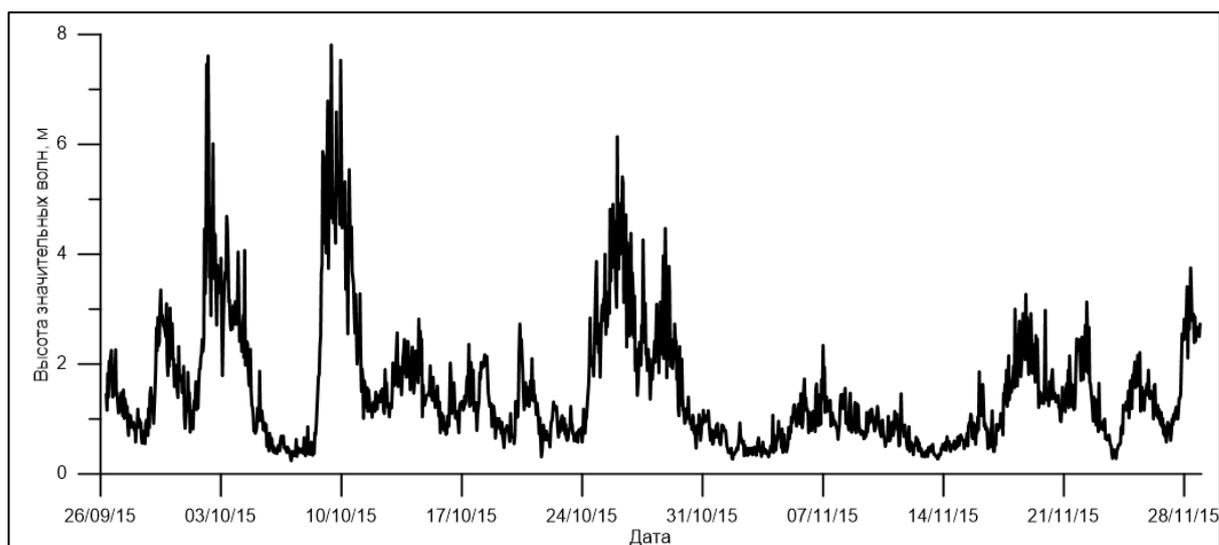


**Рисунок 3 - Временной ход высоты значительных волн на станции № 13-1.  
Период ледостава выделен серым цветом**



**Рисунок 4 - Временной ход высоты значительных волн на станции № 13-2.  
Период ледостава выделен серым цветом**

В осенний период 2015 г. измерение параметров волнения велось на АГДС с помощью прибора Teledyne Sentinel V100. Временной ход высоты значительных волн во время измерений представлен на рисунке 5. Видно, что за время наблюдений было зафиксировано три особенно сильных шторма – 3, 10 и 24—31 октября 2015 года. В первых двух случаях высота значительных волн превышала 7 м, во втором – 6 м. За время шторма 3 октября направление волн изменилось с юго-восточного на северо-восточное, во время штормов 10 и 24—31 октября направление штормов в целом не менялось и было восточным и северо-восточным соответственно. Во время затухания шторма 24—31 октября направление волн сменилось с северо-восточного на юго-восточное.



**Рисунок 5 - Временной ход высоты значительных волн на АГДС**

Наиболее высокие волны соответствуют юго-восточному, северному и восточному направлениям – максимальные высоты значительных волн для этих направлений составляют 7,81, 7,61 и 7,46 м соответственно, волн 0,1% обеспеченности – 14,50, 14,13 и 13,85 м соответственно (таблица 21). Наименее высокие волны приходят с северо-запада и запада – высоты значительных волн этих направлений не превышают 1,30 и 1,21 м соответственно.

**Таблица 21 - Распределение максимальных величин средних высот волн ( $\bar{h}$ ), высот значительных волн (волн 13% обеспеченности ( $h_{13\%}$ )), высот волн 3% обеспеченности ( $h_{3\%}$ ) и 0,1% обеспеченности ( $h_{0,1\%}$ ) по направлениям на АГДС**

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Все направления
$\bar{h}, м$	4,76	3,67	4,66	4,88	2,54	2,74	0,76	0,81	4,88
$h_{13\%}, м$	7,61	5,87	7,46	7,81	4,07	4,38	1,21	1,30	7,81
$h_{3\%}, м$	10,04	7,74	9,84	10,30	5,37	5,78	1,60	1,71	10,30
$h_{0,1\%}, м$	14,13	10,90	13,85	14,50	7,55	8,13	2,25	2,41	14,50

В терминах осредненной высоты волн различной обеспеченности (таблица 22) наиболее высокие волны соответствуют восточному направлению – средние величины высот значительных волн и волн 0,1% обеспеченности этого румба составляют 2,06 и 3,83 м соответственно. Следующими по интенсивности волнения румбами являются северный и северо-восточный, для которых средние высоты значительных волн составляют 1,74 и 1,55 м соответственно. На фоне соседних выделяется юго-западное направление, где средние высоты значительных волн составляют 1,40 м. Наименее высокие волны приходят с запада – средняя высота значительных волн этого направления составляет 0,60 м.

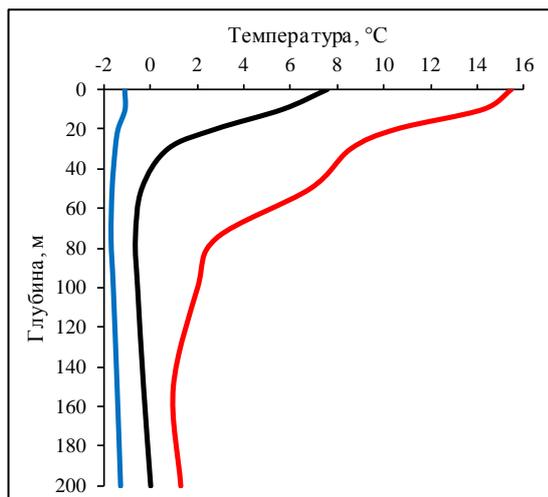
**Таблица 22 - Распределение осредненных величин средних высот волн ( $\bar{h}$ ), высот значительных волн (волн 13% обеспеченности ( $h_{13\%}$ )), высот волн 3% обеспеченности ( $h_{3\%}$ ) и 0,1% обеспеченности ( $h_{0,1\%}$ ) по направлениям на АГДС**

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Все направления
$\bar{h}, м$	1,09	0,97	1,29	0,78	0,72	0,88	0,37	0,46	1,29
$h_{13\%}, м$	1,74	1,55	2,06	1,25	1,16	1,40	0,60	0,73	2,06
$h_{3\%}, м$	2,29	2,05	2,72	1,65	1,52	1,85	0,78	0,96	2,72
$h_{0,1\%}, м$	3,23	2,88	3,83	2,32	2,14	2,60	1,10	1,36	3,83

### **Температура и соленость воды**

Одной из основных характеристик термической структуры вод Охотского моря является холодный промежуточный слой, который формируется в результате осенне-зимнего охлаждения и опускания поверхностных вод. Глубина залегания ядра ХПС в районе ЮКМ составляет 40-50 м [Гидрометеорология, 1998].

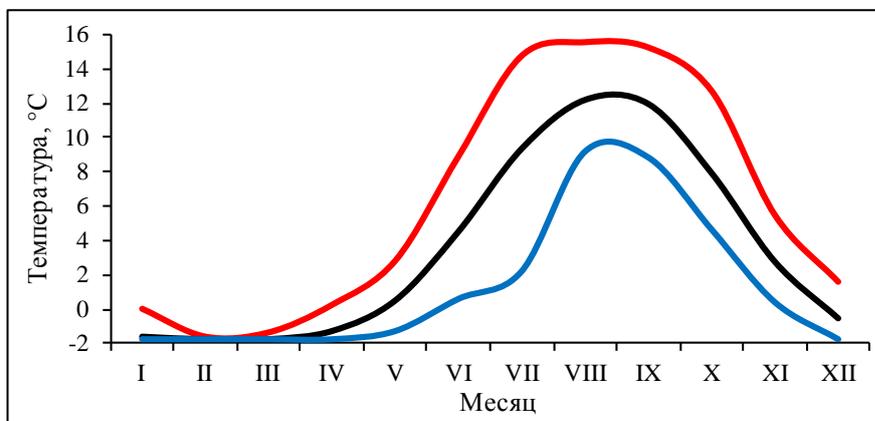
Самый верхний (деятельный) слой – наиболее динамически активный, с хорошо развитым сезонным термоклином. Его отличительная черта – понижение температуры воды с глубиной до ядра ХПС в теплое время года. С глубиной временная изменчивость температуры воды резко уменьшается и, начиная с горизонта 50 м, не превышает 2–4°C. В районе ЮКМ нижняя граница деятельного слоя (колебания температуры в течение года составляют менее 10%) находится на глубине 100-150 м (рисунок 6). Под термоклином и ХПС до дна простирается глубинный слой, в котором в глубоководных областях температура постепенно увеличивается с глубиной [Гидрометеорология, 1998].



Красная линия – максимум, черная – среднее, синяя – минимум.

### Рисунок 6 - Среднее за навигационный период вертикальное распределение температуры

В деятельном слое наиболее изменчива температура воды на поверхности. В целом, для рассматриваемой акватории характерно постепенное повышение температуры воды в весенне-летний период и резкий спад при осенне-зимнем охлаждении (рисунок 7). Минимальная температура поверхностных вод в рассматриваемом районе наблюдается в декабре – марте. В это время температура поверхностных вод моря обычно не опускается ниже температуры замерзания (–1,6...–1,8°C при значениях солёности 31–33,5‰) [Гидрометеорология, 1998; ЕСИМО].



Красная линия – максимум, черная – среднее, синяя – минимум.

### Рисунок 7 - Сезонное изменение температуры поверхности моря

Максимальная среднемесячная температура воды регистрируется на поверхности в августе-сентябре (таблица 69) и составляет 8–9°С, в течение непродолжительного времени может приближаться к 20°С. Глубже максимум температур смещается на октябрь (таблица 70) [Гидрометеорология, 1998; ЕСИМО].

Соленость вод рассматриваемого района находится под влиянием влагооборота между водной поверхностью и атмосферой, материкового стока, ледообразования и таяния льда, течений и процессов перемешивания. Наибольшая изменчивость солености наблюдается у поверхности, с глубиной она резко уменьшается и на глубине 50 м составляет около 0,5‰ [Гидрометеорология..., 1998].

Горизонтальное распределение солености на поверхности моря и подповерхностных горизонтах находится под сильным влиянием берегового стока, стока р. Амур и преобладающих течений. Сильное распреснение наблюдается в прибрежных районах.

Максимум солености на поверхности наблюдается при существовании ледяного покрова, т.е. с декабря по март в зависимости от сроков появления и наибольшего развития ледяного покрова. Начинаясь процесс разрушения ледяного покрова в апреле приводит к уменьшению солености на поверхности. На поверхности моря в безледный период наибольшая среднемноголетняя соленость наблюдается в августе, а на промежуточных и глубинных горизонтах – в июне. Распреснение вод происходит все лето и достигает максимума в августе, значения солености опускаются до 28‰. В октябре поверхностные воды охлаждаются, и начинается термическая конвекция, прибрежная зона распреснения сокращается и начинается соленостная конвекция. Вследствие этих факторов соленость на поверхности начинает расти до 32,2‰ [Гидрометеорология..., 1998].

Главная особенность вертикального распределения солености – повсеместное и во все периоды года (кроме ледообразования) возрастание солености с глубиной. Максимум солености на глубине 50 м наблюдается при существовании ледяного покрова, он составляет 33‰ [Гидрометеорология..., 1998]. С глубиной амплитуда сезонных и межгодовых колебаний солености быстро и существенно уменьшается. На поверхности моря в течение безледного периода соленость изменяется в пределах 26 – 32,5‰, на горизонте 20 м – 28,3 – 33,0‰ и на глубине 50 м – 31,0 – 33,6‰.

### ***Суммарный уровень моря***

В таблице 23 показаны результаты наблюдений на АГС, выполненных в районе изысканий в ходе реализации ИГМИ предыдущих лет и проводимых в рамках данного договора.

**Таблица 23 - Характеристики суммарного уровня моря (м) относительно среднего по данным натуральных измерений в районе ЮКМ**

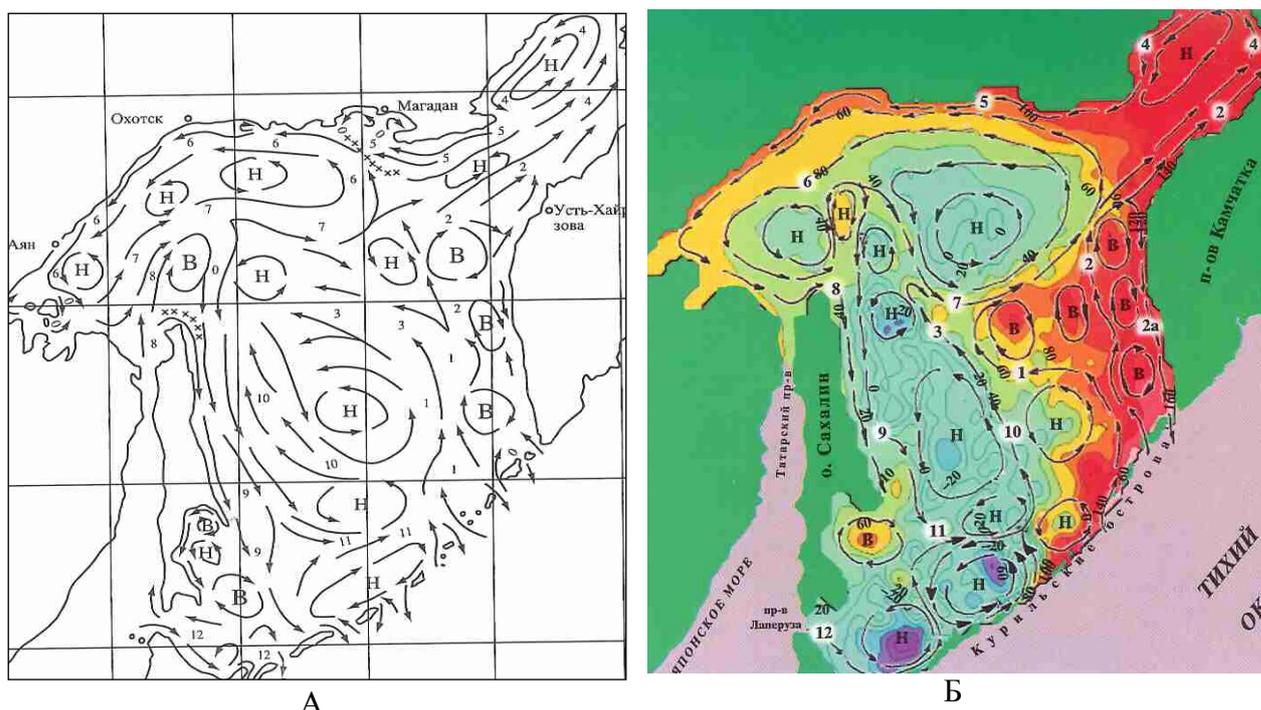
Станция	Минимум	Максимум	Размах	СКО
13-1	-0,99	0,85	1,84	0,32
13-2	-0,87	0,79	1,66	0,28
14-1	-0,76	0,88	1,64	0,30
14-2	-1,54	1,55	3,09	0,41
14-3	-1,05	0,85	1,90	0,27
14-4	-0,72	1,15	1,87	0,33
14-5	-0,88	0,80	1,68	0,40
10-1	-0,85	0,85	1,70	0,31
10-2	-1,04	0,92	1,96	0,38
АГДС (ГОИН)	-0,82	0,76	1,58	0,30
АГБС (ГОИН)	-0,77	0,73	1,50	0,34

### **Течения**

#### Общая схема циркуляции

Под влиянием ветров и притока вод через Курильские проливы формируются характерные черты циркуляции Охотского моря. Общий характер системы течений Охотского моря – циклонический, что обусловлено преобладанием циклонической циркуляции атмосферы в прилегающей части Тихого океана. На фоне общего циклонического движения вод в Охотском море выделяются квазистационарные циклонические и антициклонические вихревые образования [Атлас..., 2007; Гидрометеорология..., 1998].

Первая схема течений Охотского моря получена в 1874 году Л.И. Шренком на основе обобщения данных наблюдений за дрейфом судов, плавучими льдинами и наносным лесом. Согласно схеме вдоль северо-восточного побережья о. Сахалин движение вод направлено с севера на юг. Последующие работы на эту тему подтверждают результаты Шренка. На схемах циркуляции, полученные по результатам обработки натуральных измерений (Шренк, Леонтьев, Чернявский, Добровольский, Морошкин) и результатам моделирования (Лучкин), к востоку и северо-востоку от о. Сахалин проходит холодное Восточно-Сахалинское течение (ВСТ) [Власова, 2008; Гидрометеорология..., 1998; Атлас, 2007; Старицын, 2014].



Цифрами на рисунке обозначены: 1 – Западно-Камчатское течение, 2 – северная ветвь, 3 – Среднее течение, 4 – Пенжинское течение, 5 – Ямское течение, 6 – Северо-Охотское течение, 7 – Северо-Охотское противотечение, 8 – Амурское течение, 9 – Восточно-Сахалинское течение, 10 – Восточно-Сахалинское противотечение, 11 – Северо-Восточное течение, 12 – течение Соя

**Рисунок 8 - Принципиальная схема общей циркуляции вод деятельного слоя Охотского моря по результатам обработки данных наблюдений (А) и модельным расчетам (Б) [Власова, 2008]**

### Суммарные течения

Общий режим суммарных течений в поверхностном слое характеризуется наибольшей повторяемостью южных, юго-западных, северных, северо-восточных направлений. С глубиной происходит поворот основной оси потока против часовой стрелки, поэтому в придонном слое генеральное направление переноса происходит вдоль оси северо-южного направления. Средние скорости течений на поверхности могут достигать более 50 м/с, в придонном слое – 30 м/с, а максимальные, соответственно, 150–200 см/с и 50–100 см/с. Наибольшие скорости суммарного потока наблюдаются в направлении южных румбов (таблица 24).

**Таблица 24 - Средние и максимальные скорости суммарных течений в приповерхностном горизонте по данным изысканий прошлых лет**

Станция	Период постановки	Горизонт, м	Скорость в приповерхностном слое, см/с		Направление среднего переноса, градусы
			Средняя	Максимальная	
13-1	11.11. 13–15.09.14	2,3	75	208	150
13-2	14.11. 13–02.10.14	4	82	292	180
14-1	06.12.14–01.06.15	2,6	48	170	150
14-2	06.12.14–01.06.15	1,4	99	246	172
15-4	25.09.15–22.10.15	3	27	110	196

### 3.8 Сведения об особых природных климатических условиях территории

Согласно отчету ОАО «МАГЭ» 4650ИЗМ.00.П.ИИ.ТХО-ИГЛтИ4.2.23 Приложение 6. ОТЧЁТ ИФЗ РАН по Микросейсморайонированию исходная сейсмичность района обустройства ЮКМ согласно используемым картам ОСР-97 составляет 8-9 баллов для периода повторяемости сотрясений 500 лет, 8-9 баллов для периода повторяемости сотрясений 1000 лет и 9-10 баллов для периода повторяемости сотрясений 5000 лет. Нормативные карты ОСР-2015 создавались как уточнение карт ОСР-97 с учетом новых событий. Исходная сейсмичность для данного района в них не пересматривалась.

Для исследуемой территории построены карты распределения скоростей  $V_{s30}$  и приращения балльности по методу сейсмических жесткостей и расчетному методу, в последнем случае для трех частотных диапазонов 0.5-2, 2-3 и 3-10 Гц. Значения итоговых приращений балльности лежат в диапазоне 0.08 – 0.96 балла. Итоговая сейсмическая интенсивность для территории объекта составляет для периода повторяемости 1 раз в 500 лет – 5.9 – 7.6 балла, для периода повторяемости 1 раз в 1000 лет – 6.1 – 7.8 балла, для периода повторяемости 1 раз в 5000 лет – 6.8 – 8.1 балла по шкале MSK 64.

Для всех точек СМР рассчитаны спектры реакций с использованием в качестве входных сигналов синтетических акселерограмм для уровней входных воздействий 5, 6, 7 и 8 баллов (таблица 25). Построены результирующие спектры реакции, которые отражают весь диапазон грунтовых условий. Сейсмическая интенсивность на территории объекта составляет:

- для периода повторяемости 1 раз в 500 лет - 6 - 8 баллов;
- для периода повторяемости 1 раз в 1000 лет – 6 - 8 баллов,
- для периода повторяемости 1 раз в 5000 лет – 7 – 8 баллов

по шкале MSK-64 для конкретных естественных грунтовых условий.

**Таблица 25 - Итоговые значения приращений и балльности для всех точек СМР**

№ точки СМР	балл итоговый (500 лет)	балл итоговый (1000 лет)	балл итоговый (5000 лет)
СМ1	6.1	6.4	7.2
КМ2	6.0	6.4	7.2
КМ3	6.0	6.3	7.1
КМ1	6.1	6.4	7.3

### 3.9 Сведения о инженерно-геологических характеристиках грунта трассы морского трубопровода

Подробное описание инженерно-геологических условий трассы морского трубопровода представлены в техническом отчете инженерно-геологических изысканий 4650ИЗМ.00.П.ИИ.ТХО-ИГлтИ 4.1.1.

В пределах проектируемых сооружений на разведанную глубину 30 м принимают участие отложения четвертичного возраста (mQIV).

Грунты комплекса четвертичных отложений залегают субгоризонтально, с заметным уклоном в восточном, северо-восточном направлении, повторяющим уклон дна, с частым выклиниванием слоев. Эти грунты относятся к нерасчлененным морским отложениям.

Физико-механические свойства грунтов изучались лабораторными методами в полевых и стационарных условиях и статическим зондированием.

По результатам лабораторных испытаний и результатам анализа пространственной изменчивости геологического строения территории, в районе изысканий выделено 16 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Классификация грунтов дана в соответствии с ГОСТ 25100-2011. В основу нумерации инженерно-геологических элементов в этой схеме принята система кодировки, разработанная ПАО «ВНИПИгаздобыча».

**900001** - Ил глинистый текучий с примесью органики.

Мощность слоя - 0,2-5,1 м.

По трудности разработки: группа 1, категория 1.

Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,67 \text{ г/см}^3$ ,  $\rho=1,61 \text{ г/см}^3$ ,  $W=64,3\%$ ,  $e=1,75$ ,  $I_p=22,7$ ,  $I_L=1,43$ ,  $I_{om}=5,8\%$ ,  $\gamma_{взв.}=6,07 \text{ кН/м}^3$ .

- 910001** - Ил суглинистый текучий с примесью органики.  
Мощность слоя - 0,2-5,2 м.  
По трудности разработки: группа 1, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,67$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,71$  г/см<sup>3</sup>,  $W=49,8\%$ ,  $e=1,34$ ,  $I_p=13,0$ ,  $I_L=1,67$ ,  $I_{om}=4,9\%$ ,  $\gamma_{взв.}=7,14$  кН/м<sup>3</sup>.
- 130001** - Глина твердая с примесью органики.  
Мощность слоя - 0,5-8,3 м.  
По трудности разработки: группа 5, категория 2.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,74$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,88$  г/см<sup>3</sup>,  $W=31,2\%$ ,  $e=0,91$ ,  $I_p=20,8$ ,  $I_L=-0,07$ ,  $I_{om}=3,6\%$ ,  $\gamma_{взв.}=9,1$  кН/м<sup>3</sup>.
- 130401чнп** - Глина текучепластичная с примесью органики чрезвычайно низкой прочности.  
Мощность слоя - 0,4-29,0 м.  
По трудности разработки: группа 3, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,70$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,69$  г/см<sup>3</sup>,  $W=52,4\%$ ,  $e=1,44$ ,  $I_p=22,6$ ,  $I_L=0,80$ ,  $I_{om}=5,6\%$ ,  $\gamma_{взв.}=6,97$  кН/м<sup>3</sup>.
- 130401сн** - Глина текучепластичная с примесью органики средней прочности.  
Мощность слоя - 0,1-26,2 м.  
По трудности разработки: группа 3, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,67$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,69$  г/см<sup>3</sup>,  $W=54,3\%$ ,  $e=1,44$ ,  $I_p=21,9$ ,  $I_L=0,85$ ,  $I_{om}=6,8\%$ ,  $\gamma_{взв.}=6,8$  кН/м<sup>3</sup>.
- 130501** - Глина текучая с примесью органики.  
Мощность слоя - 0,2-20,8 м.  
По трудности разработки: группа 3, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,68$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,67$  г/см<sup>3</sup>,  $W=55,7\%$ ,  $e=1,50$ ,  $I_p=20,0$ ,  $I_L=1,24$ ,  $I_{om}=5,7\%$ ,  $\gamma_{взв.}=6,72$  кН/м<sup>3</sup>.

- 140000** - Суглинок твердый.  
Мощность слоя - 0,4-2,8 м.  
По трудности разработки: группа 5, категория 2.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,71$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=2,01$  г/см<sup>3</sup>,  $W=20,3\%$ ,  $e=0,63$ ,  $I_p=11,9$ ,  $I_L=-0,04$ ,  $I_{ом}=2,4\%$ ,  $\gamma_{взв.}=10,49$  кН/м<sup>3</sup>.
- 140201** - Суглинок тугопластичный с примесью органики.  
Мощность слоя - 0,3-7,7 м.  
По трудности разработки: группа 4, категория 2.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,70$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,85$  г/см<sup>3</sup>,  $W=32,4\%$ ,  $e=0,94$ ,  $I_p=13,7$ ,  $I_L=0,36$ ,  $I_{ом}=4,8\%$ ,  $\gamma_{взв.}=8,76$  кН/м<sup>3</sup>.
- 140401** - Суглинок текучепластичный с примесью органики.  
Мощность слоя - 0,2-20,0 м.  
По трудности разработки: группа 3, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,69$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,82$  г/см<sup>3</sup>,  $W=39,8\%$ ,  $e=1,07$ ,  $I_p=14,0$ ,  $I_L=0,78$ ,  $I_{ом}=4,7\%$ ,  $\gamma_{взв.}=8,16$  кН/м<sup>3</sup>.
- 140501** - Суглинок текучий с примесью органики.  
Мощность слоя - 0,3-6,2 м.  
По трудности разработки: группа 3, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,66$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,73$  г/см<sup>3</sup>,  $W=48,1\%$ ,  $e=1,28$ ,  $I_p=13,4$ ,  $I_L=1,49$ ,  $I_{ом}=4,7\%$ ,  $\gamma_{взв.}=7,28$  кН/м<sup>3</sup>.
- 150200** - Супесь текучая, с прослоями суглинка туго-, мягкопластичного.  
Мощность слоя - 0,1-4,6 м.  
По трудности разработки: группа 2, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,67$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,87$  г/см<sup>3</sup>,  $W=32,0\%$ ,  $e=0,89$ ,  $I_p=6,2$ ,  $I_L=1,30$ ,  $I_{ом}=3,1\%$ ,  $\gamma_{взв.}=8,8$  кН/м<sup>3</sup>.

- 160220** - Песок пылеватый рыхлый водонасыщенный.  
Мощность слоя - 0,2-4,8 м.  
По трудности разработки: группа 2, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,66$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,91$  г/см<sup>3</sup>,  $W=29,1\%$ ,  $e=0,81$ ,  $I_{om}=2,2\%$ ,  $\gamma_{взв.}=9,17$  кН/м<sup>3</sup>.
- 170220** - Песок мелкий рыхлый водонасыщенный.  
Мощность слоя - 0,2-6,5 м.  
По трудности разработки: группа 2, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,66$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,85$  г/см<sup>3</sup>,  $W=23,6\%$ ,  $e=0,79$ ,  $I_{om}=1,6\%$ ,  $\gamma_{взв.}=9,27$  кН/м<sup>3</sup>.
- 180210** - Песок средней крупности средней плотности водонасыщенный.  
Мощность слоя - 0,1-5,8 м.  
По трудности разработки: группа 3, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,66$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,91$  г/см<sup>3</sup>,  $W=17,2\%$ ,  $e=0,62$ ,  $I_{om}=0,8\%$ ,  $\gamma_{взв.}=10,24$  кН/м<sup>3</sup>.
- 200210** - Песок гравелистый средней плотности водонасыщенный с линзами гравийного грунта.  
Мощность слоя - 0,3-2,6 м.  
По трудности разработки: группа 4, категория 1.  
Нормативные значения свойств грунта:  $\rho_s=2,65$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho=1,94^*$  г/см<sup>3</sup>,  $W=14,0\%$ ,  $e=0,63^*$ ,  $\gamma_{взв.}=10,12$  кН/м<sup>3</sup>.

### 3.10 Сведения о инженерно-геологических и гидрологических условиях сухопутных объектов

#### Инженерно-геологические условия

Подробное описание инженерно-геологических условий площадок строительства представлены в техническом отчете инженерно-геологических изысканий 4650ИЗ.00.П.ИИ.ТХО-ИГлтИ 1.1 и 4650ИЗ1.00.П.ИИ.ТХО-ИГлтИ 1.1.1.

### ***Площадка УКПГ***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркунь и р.Паланги. Рельеф площадки характеризуется заметной долей пологих склонов и значительными перепадами высот (до 15-20 м и более). Поверхность площадки в центральной части незалесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности, с поверхности на отдельных участках развиты техногенные грунты. В центральной части площадки рельеф осложнен ложбиной стока небольшого ручья, протекающего с запада на восток и формирующего переувлажнение пониженной юго-восточной части изыскиваемой площади. С севера и востока площадка ограничена склонами сложной формы и различной крутизны, перепад высот достигает 15-25 м, в пределах наклонных участков располагаются отдельные проектируемые сооружения. Восточная часть площадки залесена и труднодоступна для автотехники. Северо-западная часть площадки также частично залесена. Абсолютные отметки поверхности от 39,43 до 69,81 м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 35,0 м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены современными насыпными грунтами (tQIV), биогенными отложениями (bQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Насыпные грунты вскрыты с поверхности целым рядом скважин и представлены преимущественно суглинками, реже супесями, песками, с включениями строительного мусора, погребенной древесины, отмечается наличие пустот и слабоуплотненных отложений (ИГЭ-250000). Мощность насыпных (техногенных) грунтов изменяется в пределах площадки от 0,2 м до 8,0 м.

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3 м.

Биогенные отложения (bQIV) вскрыты отдельными скважинами. Отложения представлены торфом среднеразложившимся, с прослоями сильноразложившегося, черно-коричневым (ИГЭ-120120), мощностью от 0,2 м до 2,1 м. Нередко торф перекрыт толщей насыпных грунтов различной мощности.

Стратиграфически ниже в пределах площадки залегает нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV). Отложения представлены суглинками и песками различной крупности от гравелистых до пылеватых, а также гравийными грунтами:

- Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; твердой (ИГЭ-140010), полутвердой

(ИГЭ-140110), тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;

- Песок пылеватый, желто-коричневый и светло-серый, с прослоями супеси и суглинка, средней плотности, средней степени водонасыщения (ИГЭ-160110); ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-160210).
- Песок мелкий, желтовато-серый и зеленовато-серый, с прослоями супеси и суглинка, глинистый, средней плотности; средней степени водонасыщения (ИГЭ-170110) и насыщенный водой (ИГЭ-170210), а также плотный (ИГЭ-170200);
- Песок средней крупности с включениями гравия до 15%, средней плотности, средней степени водонасыщения (ИГЭ-180110); ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-180210).
- Песок гравелистый, средней плотности, средней степени водонасыщения, с прослоями суглинка и супеси (ИГЭ-200110); ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-200210).
- Гравийный грунт с песчаным заполнителем, средней степени водонасыщения (ИГЭ-210100) и насыщенный водой (ИГЭ-210200).

Мощность нерасчленного комплекса составляет от 1,5м до 30,7м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком твердой (ИГЭ-140000n) и полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой, а также песком мелким серо-коричневого и желтовато-коричневого цвета, средней плотности и плотным, насыщенным водой (170210n) и песком пылеватым, средней плотности, насыщенным водой (ИГЭ-160210n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 26,0 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 22 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены торфами, суглинками различной консистенции и песками различной крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, круп-

ных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м, техногенных грунтов 1,0-2,5 м (в зависимости от состава).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-140010, 180110, 180210, 200110, 210200; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%.
- Слабопучинистый: ИГЭ-160110, 170110; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 1,5-3,5%.
- Среднепучинистый: ИГЭ-140110, 140210, 160210, 170210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-250000, 140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.
- Чрезмернопучинистые: ИГЭ-120120; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) более 10,0%.

Учитывая возможность повышения влажности грунтов, рекомендуется рассматривать грунты ИГЭ 160110 и 170110 (пески мелкие и пылеватые, средней степени водонасыщения) как слабопучинистые.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140110 и 140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

Залегающие в зоне промерзания техногенные грунты (ИГЭ-250000) не классифицируются, однако, учитывая литологический состав отложений и возможность появления в их толще вод «верховодки», рекомендуется рассматривать их как среднепучинистые и сильнопучинистые. (в соответствии с СП 22.13330.2011 и ГОСТ 25100-2011(табл.Б.27)).

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140010, 140110 и 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

В соответствии с различной крупностью коэффициенты фильтрации песчаных грунтов варьируют в диапазоне - от 0,10 до 28,50 м/сут (в максимально плотном и максимально рыхлом состоянии, по лабораторным данным).

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### **Площадка ПБ**

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной поверхности полого-холмистого междуречья, разделяющего бассейны р.Оркунь и р.Паланги. Рельеф площадки выровнен, значительная часть площади отсыпана в ходе строительства зданий и сооружений, по периметру отсыпки местами отмечаются заболоченные участки. Поверхность основной площадки незалесена, местами заасфальтирована и забетонирована, с поверхности развиты техногенные грунты. Абсолютные отметки поверхности от 81,48 до 86,20м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (25.0 м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: четвертичные отложения и ранненеогеновые отложения. Четвертичные отложения представлены современными насыпными грунтами (tQIV), современными биогенными отложениями (bQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Насыпные грунты (tQIV), представлены преимущественно суглинками с прослоями песка и супеси, мощностью до 1,8м. Биогенные отложения (bQIV) представлены торфом среднеразложившимся, мощностью до 1,6 м. Нередко торф перекрыт толщей насыпных грунтов различной мощности.

Верхнечетвертичные и современные отложения нерасчлененного комплекса представлены:

- Суглинком светло-коричневым и буро-коричневым с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; полутвердой (ИГЭ-140110), тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;
- Песком пылеватым, желто-коричневым и светло-серым, с прослоями супеси, средней плотности, средней степени водонасыщения (ИГЭ-160110) и насыщенным водой (ИГЭ-160210);
- Песком мелким желтовато-серым и зеленовато-серым, с прослоями супеси, глинистым, средней плотности; средней степени водонасыщения (ИГЭ-170110) и насыщенным водой (ИГЭ-170210);
- Гравийным грунтом с песчаным заполнителем, заполнитель - песок средней крупности и крупный; средней степени водонасыщения (ИГЭ-210100), ниже УГВ насыщенный водой (ИГЭ-210200).

Мощность комплекса достигает 19,0м (вскрытая) и 20,0м (полностью пройденная).

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n) и суглинком твердой (ИГЭ-140000n) и полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции, а также песком мелким серо-коричневого и желтовато-коричневого цвета средней плотности, насыщенным водой (170210n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 9.0м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками различной консистенции, торфом, гравийным грунтом, а также насыпными грунтами. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011) для суглинков - 1,98 м, для гравийного грунта - 2,98 м, для торфа 0,5 м (с учетом архивных данных). По данным изысканий (с учетом архивных данных) максимальная глубина промерзания техногенных грунтов составила 1,98 м (преимущественно суглинки, февраль 2015г).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ -140110 и 140210 по относительной деформации пучения оцениваются как слабопучинистые и среднепучинистые соответственно. С учетом данных лабораторных исследований (ГОСТ 28622-2012) грунты ИГЭ-140110 (суглинки полутвердые) рекомендуется рассматривать как среднепучинистые, а грунты ИГЭ-140310 (суглинки мягкопластичные) - как сильнопучинистые;

- Непучинистый: ИГЭ-140010, 180110, 180210, 200110, 210200; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%.
- Слабопучинистый: ИГЭ-160110, 170110; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 1,5-3,5%.
- Среднепучинистый: ИГЭ-140110, 140210, 160210, 170210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-250000, 140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.
- Чрезмернопучинистые: ИГЭ-120120; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  более 10,0%.

Залегающие в зоне промерзания техногенные грунты (ИГЭ-250000) не классифицируются, однако, учитывая литологический состав отложений и возможность появления в их толще вод «верховодки», рекомендуется рассматривать их как среднепучинистые и сильнопучинистые. (в соотв. с СП 22.13330.2011 и ГОСТ 25100-2011(табл.Б.27)).

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140010, 140110, 140210 и 140310 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е. По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка КОС***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркуни и р.Паланги. Рельеф площадки характеризуется заметной долей пологих склонов. Поверхность площадки в центральной и восточной части залесена и труднодоступна для автотехники, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности, с поверхности на отдельных участках развиты техногенные грунты. Абсолютные отметки поверхности от 60,30 до 62,60м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 18,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены современными насыпными грунтами (tQIV), биогенными отложениями (bQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Насыпные грунты вскрыты с поверхности отдельными скважинами и представлены преимущественно суглинками, реже супесями, песками (ИГЭ-250000). Мощность насыпных (техногенных) грунтов изменяется в пределах площадки от 0,4м до 0,7м.

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Биогенные отложения (bQIV) вскрыты отдельными скважинами. Отложения представлены торфом среднеразложившимся, с прослоями сильноразложившегося, черно-коричневым (ИГЭ-120120), мощностью до 0,3м.

Стратиграфически ниже в пределах площадки залегает нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV). Отложения представлены преимущественно суглинками, реже песками различной крупности:

- Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; твердой (ИГЭ-140010), тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;

Мощность нерасчлененного комплекса составляет от 2,3м до 5,0м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком твердой (ИГЭ-140000n) и полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой, а также песком пылеватым, средней плотности, насыщенным водой (ИГЭ-160210n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 14,7 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 9 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены торфам и суглинками различной консистенции. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м, техногенных грунтов 1,0-2,5 м (в зависимости от состава).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-140010; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%.
- Среднепучинистый: ИГЭ-140210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-250000, 140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.
- Чрезмернопучинистые: ИГЭ-120120; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) более 10,0%.
- С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

Залегающие в зоне промерзания техногенные грунты (ИГЭ-250000) не классифицируются, однако, учитывая литологический состав отложений и возможность появления

в их толще вод «верховодки», рекомендуется рассматривать их как среднепучинистые и сильнопучинистые. (в соответствии с СП 22.13330.2011 и ГОСТ 25100-2011(табл.Б.27)).

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140010 и 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка ПУМТК***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на низкой морской террасе в 1,5 км от берега Охотского моря, на абсолютных отметках 2,98-5,24м. Поверхность площадки слабонаклонная, осложнена комплексом разномасштабных дюн (высотой до 3-4 м и более), слабозакрепленных растительностью и разделенных субгоризонтальными дефляционными котловинами. Южная и юго-западная часть проектируемого участка заболочена.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 18,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены современными биогенными отложениями (bQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Биогенные отложения (bQIV) вскрыты отдельными скважинами. Отложения представлены торфом среднеразложившимся, с прослоями сильноразложившегося, черно-коричневым (ИГЭ-120120), мощностью до 0,5м.

Стратиграфически ниже в пределах площадки залегает нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV). Отложения представлены преимущественно песками различной крупности, а также гравийными грунтами:

Песок мелкий, желтовато-серый и зеленовато-серый, с прослоями супеси и суглинка, глинистый, средней плотности; средней степени водонасыщения (ИГЭ-170110) и насыщенный водой (ИГЭ-170210);

- Песок средней крупности с включениями гравия до 15%, средней плотности, ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-180210);
- Гравийный грунт с песчаным заполнителем, насыщенный водой (ИГЭ-210200).

Мощность четвертичных отложений достигает 13,0м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные суглинком твердой (ИГЭ-140000n) и полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 7,4м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является незначительная изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены торфами и песками различной крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м, техногенных грунтов 1,0-2,5 м (в зависимости от состава).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-180210, 210200; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%;
- Слабопучинистый: ИГЭ-170110, относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 1,5-3,5%;
- Среднепучинистый: ИГЭ-170210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%;
- Чрезмернопучинистые: ИГЭ-120120; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) более 10,0%.

Учитывая возможность повышения влажности грунтов, рекомендуется рассматривать грунты ИГЭ-170110 (пески мелкие, средней степени водонасыщения) как слабопучинистые.

В соответствии с различной крупностью коэффициенты фильтрации песчаных грунтов варьируют в диапазоне - от 0,10 до 28,50 м/сут (в максимально плотном и максимально рыхлом состоянии, по лабораторным данным).

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка КУ.2-ГК***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности, на абсолютных отметках 22,00-24,06м. Рельеф площадки характеризуется уклонов в восточном направлении с перепадом высот (до 2м). Поверхность площадки частично залесена, местами труднодоступна для колесной автотехники.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0м), принимают участие отложения четвертичного возраста QIV, представленные современными биогенными отложениями (bQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

С поверхности развит грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,2м.

Биогенные отложения (bQIV) представлены торфом среднеразложившимся, с прослоями сильноразложившегося, черно-коричневым (ИГЭ-120120), мощностью от 0,2м до 0,5м.

Стратиграфически ниже в пределах площадки залегает нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV). Отложения представлены суглинками и песками различной крупности от гравелистых до пылеватых, а также гравийными грунтами:

- Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; твердой (ИГЭ-140010), полутвердой (ИГЭ-140110) и тугопластичной (ИГЭ-140210) консистенции;
- Песок пылеватый, желто-коричневый и светло-серый, с прослоями супеси и суглинка, средней плотности, средней степени водонасыщения (ИГЭ-160110);
- Песок гравелистый, средней плотности, средней степени водонасыщения, с прослоями суглинка и супеси (ИГЭ-200110);
- Гравийный грунт с песчаным заполнителем, средней степени водонасыщения (ИГЭ-210100).

Вскрытая мощность нерасчлененного комплекса достигает 17,5м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены торфами, суглинками различной консистенции и песками пылеватыми. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии со справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м.

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-140010, 200110, 210200; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%;
- Слабопучинистый: ИГЭ-140110, 160110; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 1,5-3,5%;
- Среднепучинистый: ИГЭ-140210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%;
- Сильнопучинистые: ИГЭ-110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%;
- Чрезмернопучинистые: ИГЭ-120120; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) более 10,0%.

Учитывая возможность повышения влажности грунтов, рекомендуется рассматривать грунты ИГЭ 160110 (пески пылеватые, средней степени водонасыщения) как слабопучинистые.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140110 и 140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140010, 140110 и 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка КУ.3-ГК***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на пологонаклонной эрозионно-аккумулятивной поверхности второго террасового уровня (на эрозионном уступе) в 2,0 км от берега Охотского моря, на абсолютных отметках 15,14-16,04 м. Поверхность площадки слабонаклонная, закреплена кедровым стлаником и отдельными деревьями, в основании склона юго-восточная часть проектируемого участка заболочена.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0 м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: четвертичные отложения и ранненеогеновые отложения. Четвертичные отложения представлены современными биогенными грунтами (tQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Верхнечетвертичные и современные отложения представлены:

- песками средней крупности, желтовато-коричневыми, с включениями гравия до 15%, средней плотности, средней степени водонасыщения (ИГЭ-180110) и насыщенными водой (ИГЭ-180210);
- гравийным грунтом с песчаным заполнителем, с прослоями песка крупного, насыщенного водой (ИГЭ-210210).
- суглинками мягкопластичными (ИГЭ-140310) незначительной мощности;

Общая полностью пройденная мощность четвертичных отложений в пределах участка достигает 6,6м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком твердой (ИГЭ-140000n) и полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 12,5м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены преимущественно песками средней крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м.

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-180110, 180210, 210200; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

В соответствии с различной крупностью коэффициенты фильтрации песчаных грунтов варьируют в диапазоне - от 0,55 до 24,17 м/сут (в максимально плотном и максимально рыхлом состоянии, по лабораторным данным).

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УОК-ГК***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркунь и р.Паланги. Рельеф площадки характеризуется слабонаклонной поверхностью с незначительными перепадами высот (до 1-1,5 м). Поверхность площадки залесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности, отдельные участки площадки труднодоступны для автотехники. Абсолютные отметки поверхности от 25,2 до 27,5 м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,4м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлен суглинками и песками, а также гравийными грунтами:

Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; твердой (ИГЭ-140010), тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;

- Песок пылеватый, желто-коричневый и светло-серый, с прослоями супеси и суглинка, средней плотности, ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-160210).
- Гравийный грунт с песчаным заполнителем, насыщенный водой (ИГЭ-210200).

Мощность нерасчлененного комплекса достигает 9,3м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные суглинком полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой, а также песком пылеватым, средней плотности, насыщенным водой (ИГЭ-160210n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 9,3м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками различной консистенции и песками различной крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м, техногенных грунтов 1,0-2,5 м (в зависимости от состава).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-140010, 210200; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%.

- Среднепучинистый: ИГЭ-140210, 160210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140010, 140210, 140310 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УОК.1-Гпн***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркунь и р.Паланги. Рельеф площадки характеризуется незначительными уклонами, относительные превышения в пределах участка не более 1,0м. Поверхность площадки залесена и труднодоступна для автотехники. Абсолютные отметки поверхности от 24,8 до 26,4м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 20,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,4м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлен суглинками и песками различной крупности, а также гравийными грунтами:

Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; полутвердой (ИГЭ-140110), тугопластичной (ИГЭ-140210) консистенции;

- Песок пылеватый, желто-коричневый и светло-серый, с прослоями супеси и суглинка, средней плотности, средней степени водонасыщения (ИГЭ-160110); ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-160210).

- Песок мелкий, желтовато-серый и зеленовато-серый, с прослоями супеси и суглинка, глинистый, средней плотности; насыщенный водой (ИГЭ-170210);
- Гравийный грунт с песчаным заполнителем, средней степени водонасыщения (ИГЭ-210100).

Мощность нерасчлененного комплекса составляет от 11,8м до 12,0м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные суглинком твердой (ИГЭ-140000n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой, а также песком пылеватым, средней плотности, насыщенным водой (ИГЭ-160210n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 8,2м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 8 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками различной консистенции и песками различной крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-210100; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%.
- Слабопучинистый: ИГЭ-160110; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 1,5-3,5%.
- Среднепучинистый: ИГЭ-140110, 140210, 160210, 170210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

Учитывая возможность повышения влажности грунтов, рекомендуется рассматривать грунты ИГЭ-160110 (пески пылеватые, средней степени водонасыщения) как слабопучинистые.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140110 и 140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140110 и 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УОК.2-Гпн***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности приморской равнины. Рельеф площадки характеризуется заметной долей пологих склонов и перепадом высот до 2-3 м. Поверхность площадки залесена, и труднодоступна для автотехники. Абсолютные отметки поверхности от 49,0 до 52,0м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 20,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3-0,4м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлен суглинками светло-коричневыми и буро-коричневыми с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; тугопластичной (ИГЭ-140210) консистенции;

Мощность четвертичных отложений от 3,0м до 3,5м.

Стратиграфически ниже залегают раннеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 17,0м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 3 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологическом разрезе. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками тугопластичными. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м.

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ-140210, относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УПОУ-Гни***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности приморской равнины. Рельеф площадки характеризуется незначительными перепадами высот (до 1-2 м). Поверхность площадки залесена и заболочена, труднодоступна для автотехники. Абсолютные отметки поверхности от 49,0 до 51,0м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 20,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены современными биогенными отложениями (bQIV) и нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Биогенные отложения (bQIV) вскрыты всеми скважинами. Отложения представлены торфом среднеразложившимся, с прослоями сильноразложившегося, черно-коричневым (ИГЭ-120120), мощностью до 0,5м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлены суглинками:

Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;

Мощность четвертичных отложений до 4,0м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 17,0м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 5 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены торфами, суглинками различной консистенции. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м, техногенных грунтов 1,0-2,5 м (в зависимости от состава).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ- 140210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.

- Сильнопучинистые: ИГЭ-140310; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.
- Чрезмернопучинистые: ИГЭ-120120; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) более 10,0%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ-140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УПОУ-Кпп***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности приморской равнины. Рельеф площадки характеризуется заметной долей пологих склонов и перепадами высот (до 4-6 м и более). Поверхность площадки залесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности. Абсолютные отметки поверхности от 43,3 до 50,5м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,4м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлен:

Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции.

Мощность четвертичных отложений до 2,7м.

Стратиграфически ниже залегают раннеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком твер-

дой (ИГЭ-140000n) и полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 14,0 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 5 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками различной консистенции. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ-140110, 140210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ- 140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140310 и 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УЗП-Кпп***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности приморской равнины. Поверхность площадки частично залесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности. Абсолютные отметки поверхности от 47,6 до 50,5м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV). Отложения представлены суглинками светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; тугопластичной (ИГЭ-140210) консистенции.

Мощность четвертичных отложений составляет от 2,0м до 3,5м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленное суглинком полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 15,0 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 2 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены главным образом суглинками тугопластичными. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ-140210, относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка ПЗК-ВПК***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности приморской равнины. Поверхность пло-

щадки частично залесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности. Абсолютные отметки поверхности от 47,6 до 50,5 м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0 м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a, am, d, prQIII-IV). Отложения представлены суглинками светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; тугопластичной (ИГЭ-140210) консистенции.

Мощность четвертичных отложений составляет от 2,0 м до 3,5 м.

Стратиграфически ниже залегают раннеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные суглинком полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой. Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 15,0 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 2 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетнемерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены главным образом суглинками тугопластичными. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ-140210, относительная деформация морозного пучения  $\epsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140210 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УЗП-Гпп***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности приморской равнины. Поверхность площадки слабонаклонная, частично залесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности. Абсолютные отметки поверхности от 52,96 до 58,60м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Насыпные грунты имеют распространение в пределах насыпи автодороги и представлены преимущественно послойной отсыпкой песчано-гравийного материала (ИГЭ-250000). Мощность насыпных (техногенных) грунтов до 2,5м.

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV). Отложения представлены суглинками светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; полутвердой (ИГЭ-140110) консистенции.

Мощность четвертичных отложений составляет от 3,8м до 4,0м.

Стратиграфически ниже залегают раннеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные суглинком полутвердой (ИГЭ-140100n) консистенции с прослоями песка, насыщенного водой и глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 13,2м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены главным образом суглинками полутвердыми. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. По данным изысканий (с учетом архивных данных) глубина промерзания торфов - 0,5 м, техногенных грунтов 1,0-2,5 м (в зависимости от состава).

Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ-140110, 140210, 160210, 170210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-250000, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140110 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

Залегающие в зоне промерзания техногенные грунты (ИГЭ-250000) не классифицируются, однако, учитывая литологический состав отложений и возможность появления в их толще вод «верховодки», рекомендуется рассматривать их как среднепучинистые и сильнопучинистые. (в соответствии с СП 22.13330.2011 и ГОСТ 25100-2011(табл.Б.27)).

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140110 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УЗОУ-Гпн***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркунь и р.Паланги. Рельеф основной части площадки характеризуется незначительными уклонами с относительными превышениями до 1-2м, в восточной части площадки отмечается превышения до 2-3 м. Площадка залесена и труднодоступна для автотехники, юго-восточная часть - заболочена. Абсолютные отметки поверхности от 22,5 до 24,5м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 20,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлен суглинками и песками различной крупности:

- Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой, с прослоями супеси и песка; мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;
- Песок мелкий, желтовато-серый и зеленовато-серый, с прослоями супеси и суглинка, глинистый, средней плотности; насыщенный водой (ИГЭ-170210);
- Песок средней крупности с включениями гравия до 15%, средней плотности, ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-180210).

Мощность нерасчлененного комплекса достигает 11,0м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), суглинком твердой (ИГЭ-140000n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 10,2м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 5 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетнемерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками и песками различной крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-180210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%;

- Среднепучинистый: ИГЭ-170210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%;
- Сильнопучинистые: ИГЭ-140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140310 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УЗОУ-Кпп***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркуни и р.Паланги. Рельеф площадки характеризуется незначительными уклонами и относительными превышениями не более 1-2м. Поверхность площадки незалесена, местами рельеф нарушен в результате хозяйственной деятельности и прокладки коммуникаций. Абсолютные отметки поверхности от 68,5 до 70,6м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 20,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV):

- Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; твердой (ИГЭ-140010), полутвердой (ИГЭ-140110), тугопластичной (ИГЭ-140210) и мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;
- Песок пылеватый, желто-коричневый и светло-серый, с прослоями супеси и суглинка, средней плотности, ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-160210);

Мощность нерасчлененного комплекса достигает 17,5м.

Стратиграфически ниже залегают раннеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные преимущественно глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 3,0 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 6 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Распро-

странение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетне-мерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками различной консистенции и песками различной крупности. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Непучинистый: ИГЭ-140010; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) менее 1,0%;
- Среднепучинистый: ИГЭ-140110, 140210, 160210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%;
- Сильнопучинистые: ИГЭ-140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

С учетом лабораторных определений степени пучинистости (ГОСТ 28622-2012) залегающие в зоне промерзания грунты ИГЭ-140110 и 140210 рекомендуется рассматривать как среднепучинистые.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140010, 140110, 140210 и 140310 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Площадка УОК-Кпп***

В геоморфологическом отношении площадка расположена на эрозионно-денудационной полого-волнистой поверхности междуречья, разделяющего бассейны р.Оркунь и р.Паланги. Рельеф площадки характеризуется незначительными уклонами и перепадом высот до 1-3м. Поверхность площадки залесена и труднодоступна для автотехники. Абсолютные отметки поверхности от 36,0 до 39,0м.

В геологическом строении площадки, на глубину пробуренных скважин (до 17,0м), принимают участие отложения двух стратиграфических комплексов: отложения четвертичного возраста QIV; отложения дагинской свиты раннего неогена N1dg3.

Четвертичные отложения представлены нерасчлененным комплексом верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV).

Отдельными скважинами с поверхности вскрыт грунт растительного слоя ИГЭ-110000 мощностью до 0,3м.

Нерасчлененный комплекс верхнечетвертичных и современных аллювиальных, аллювиально-морских, делювиальных и пролювиальных отложений (a,am,d,prQIII-IV) представлен суглинками и песками:

- Суглинок светло-коричневый и буро-коричневый с гравием, галькой и щебнем до 15%, с прослоями супеси и песка; мягкопластичной (ИГЭ-140310) консистенции;
- Песок пылеватый, желто-коричневый и светло-серый, с прослоями супеси и суглинка, средней плотности, ниже УГВ - насыщенный водой (ИГЭ-160210).

Мощность четвертичных отложений достигает 9,5м.

Стратиграфически ниже залегают ранненеогеновые отложения дагинской свиты (N1dg3), представленные глиной твердой консистенции (ИГЭ-130000n), а также песком пылеватым, средней плотности, насыщенным водой (ИГЭ-160210n). Максимальная вскрытая мощность дочетвертичных отложений 9,0 м.

По результатам полевых и лабораторных работ на площадке в обследованной части геологического разреза выделено 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ). Распространение ИГЭ по простиранию и глубине представлено на инженерно-геологических разрезах. Физико-механические характеристики приведены в условных обозначениях и материалах технического отчета. Характерным является высокая изменчивость состава рыхлых отложений как по разрезу, так и по простиранию.

Геокриологические условия площадки характеризуются отсутствием многолетнемерзлых пород.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены суглинками и песками. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов на открытых площадках по данным расчетов составляет (в соответствии с Справочным пособием к СНиП 2.01.01-82 и СП 22.13330.2011): для глин и суглинков - 1,98 м, для супесей, песков пылеватых и мелких - 2,41 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности - 2,58 м, крупнообломочных грунтов 2,92 м. Согласно т.Б.27 ГОСТ 25100-2011 и СП 22.13330.2011 залегающие в зоне промерзания грунты по относительной деформации пучения оцениваются следующим образом:

- Среднепучинистый: ИГЭ-160210; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 3,5-5,0%.
- Сильнопучинистые: ИГЭ-140310, 110000; относительная деформация морозного пучения  $\varepsilon_{fn}$  (по данным лабораторных исследований) 5,0-9,7%.

По результатам лабораторных испытаний набухания грунта (ГОСТ 12248-2010) глинистые грунты ИГЭ - 140310 преимущественно ненабухающие. Относительная деформация набухания без нагрузки варьирует в интервале 0,001-0,030 д.е.

По данным лабораторных исследований грунты в верхней части изученного разреза - незасоленные (по ГОСТ 25100-2011 табл.Б.25).

### ***Линейные объекты***

К линейным объектам в составе настоящего проекта относятся:

- Коллектор газосборный (ГК);
- Газопровод подключения (Гпп);
- Конденсатопровод подключения (Кпп);
- Внеплощадочные коммуникации (ВПК);
- Межплощадочные воздушные линии электропередачи (ВЭЛ-ГК, ВЭЛ-Гпп, ВЭЛ-Кпп, ВЭЛ-КОС, ВЭЛ-ПУМТК, ВЭЛ).

Проектируемые сооружения прокладываются практически в едином коридоре трасс линейных сооружений от Берега (площадка ПУМТК) до площадки УКПГ (с небольшими расхождениями), а также от УКПГ до промбазы и площадки КОС, и проходят в пределах всех 4 выделенных инженерно-геологических районов и подрайонов в условиях сравнительно высокой изменчивости геолого-геоморфологических условий. Особое значение имеет существование нескольких глубинных разломов, пересекающих коридор трассы в разных местах. Подробные сведения о характере дислокаций и их положении, об особенностях микросейсмического районирования, приведены в соответствующем разделе технического отчета о инженерно-геологических изысканиях.

### **Гидрологические условия**

Гидрогеологические условия территории в пределах района изысканий характеризуются неоднородностью и прерывистым распространением в изученном интервале геологического разреза четвертичного и дочетвертичного горизонтов подземных вод, связанных гидравлически и представляющих собой единый водоносный комплекс.

В ходе изысканий уровень подземных вод этого горизонта вскрыт рядом скважин в пределах отдельных участков на глубинах 0,20-13,0 м и абсолютных отметках 2,00 – 78,20 м. Горизонт преимущественно имеет свободную поверхность (ненапорный), на отдельных участках отмечалось формирование местного напора 0,5-5,5 м, обусловленного особенностями геологического и гидрогеологического строения, рельефа местности. На площадке УКПГ при бурении скважин в 2015 и 2017 году - 127, 143, 125, 134, 2403, 2606 был зафиксирован «самоизлив» подземных вод из скважин, обусловленный местным напором.

Водовмещающими отложениями являются повсеместно распространенные пески и песчаные прослои в толще глинистых отложений морского и континентального генезиса,

крупнообломочные грунты, торфа. Нижним водоупором служат морские глины полутвердой и твердой консистенции, залегающие в основании изученной толщи четвертичных отложений, на отдельных участках водоупор до глубины 25,0-30,0 м вскрыт не был. В гидравлическом отношении потоки подземных вод переходят из гипсометрически выше расположенных образований, в отложения, распространенные на более низких уровнях, образуя единый комплекс, связанный также с водами, насыщающими дочетвертичные образования посредством обширных по площади гидрологических «окон».

Таким образом, рассматриваемый водоносный горизонт, находясь в области выклинивания потоков грунтовых вод, разгружающихся из выше расположенных в рельефе смежных водоносных горизонтов и комплексов в море, выполняет роль транзитной фильтрационной среды. Он содержит пресные воды, активно связанные с атмосферными осадками и болотными водами торфов.

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации (просачивания) атмосферных осадков и поверхностных вод, за счет бокового притока. Разгрузка происходит за счет непосредственной разгрузки в реки и водоемы, дренирующие территорию, за счет испарения и в меньшей степени перетеканием в нижележащие водоносные горизонты. На отдельных участках с местным напором разгрузка подземных вод осуществляется путем затрудненной вертикальной фильтрации или путем рассредоточенных высачиваний и субфлювиальных выходов в нижних частях склонов. Защищенность от поверхностного загрязнения неудовлетворительная.

#### **4 Технологические показатели разработки месторождения**

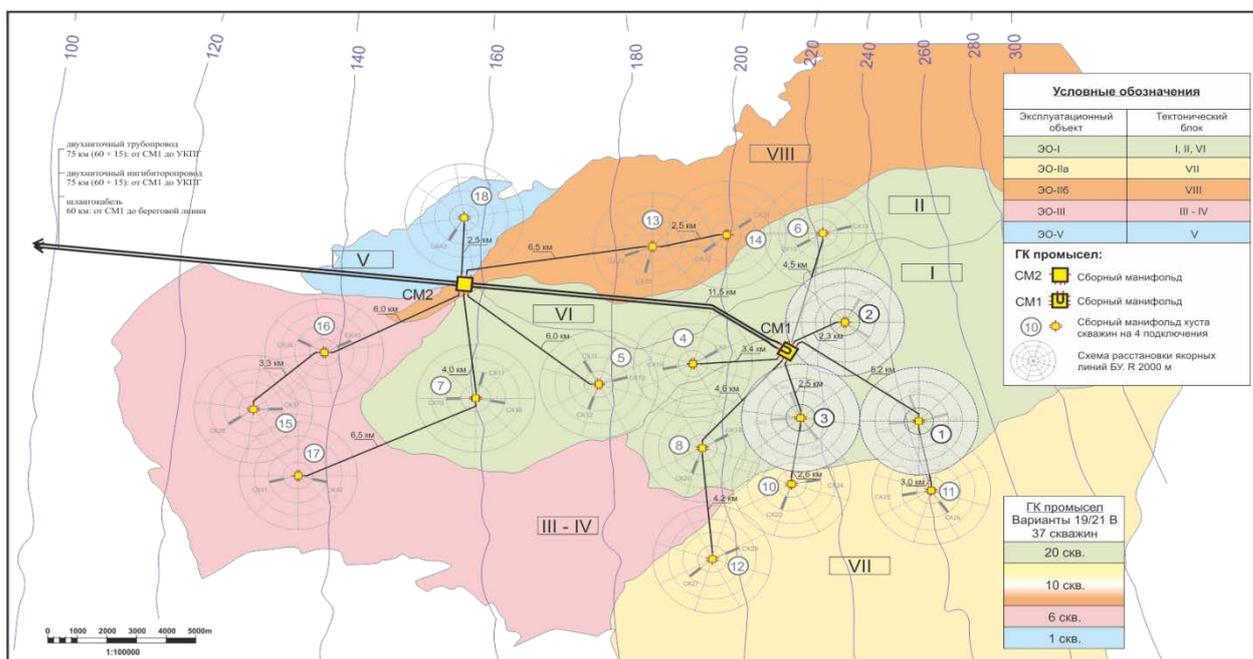
Протоколом Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр № 56-р/2015 от 26 августа 2015 г (а также протоколом ЦКР Роснедра по УВС № 6228 от 19.10.2015 г) утвержден вариант разработки по газоконденсатным залежам -21В.

Утвержденный вариант предусматривает разработку газоконденсатных залежей пластов 1-2 дагинского горизонта. Максимальный проектный уровень годовой добычи свободного газа объеме 21 млрд м<sup>3</sup> планируется на одиннадцатый год разработки. При этом максимальная годовая добыча конденсата составит 3708 тыс т при эксплуатационном фонде 34 ед. Период постоянных отборов составит 15 лет. Накопленный отбор газа на начало падающей добычи составит 432.6 млрд м<sup>3</sup> (60.3 %), конденсата – 67.3 млн т (40.7%), за 30 лет разработки: газа – 520.7 млрд м<sup>3</sup> (72.6% от НБЗ), конденсата – 77.1 млн т (46.7 % от НБЗ). Эксплуатационный фонд скважин составит 37 ед по пяти эксплуатационным газоконденсатным объектам. Выбытие скважин начинается с 19-го года (табл.4.1).

Эксплуатационные объекты I, Па, Пб, III и V предусматривается разрабатывать на естественном режиме истощения пластовой энергии, без применения агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления в процессе эксплуатации.

Для бурения скважин предусмотрены 17 центров разбуривания. Для обеспечения проектных дебитов используется наклонно-направленный профиль скважин с горизонтальным окончанием ствола в продуктивном пласте, насосно-компрессорные трубы наружного диаметра 177.8 мм (толщина стенки 9.19 мм) и фильтр-хвостовик.

С целью эффективной разработки запасов проектный фонд скважин размещается в соответствии с актуальными представлениями о геологической модели месторождения и характере распределения ФЕС и запасов по площади и в объеме продуктивных горизонтов. С целью сокращения общего количества эксплуатационных скважин (и снижения затрат в освоении) добывающий фонд распределен относительно равномерно на площади эксплуатационных объектов в зонах максимальных эффективных толщин и высоких коллекторских свойств. Схема размещения скважин представлена на рис.9.



**Рисунок 9 - Схема размещения добывающих скважин газоконденсатного промысла Южно-Киринского месторождения (данный материал получен в качестве исходных данных, в рамках работ по договору № 4650.00.П.02 с ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)**

Первыми в разработку вводятся скважины газоконденсатного промысла, вскрывающие залежь пласта 1 и участок залежи пласта 2, не подстилаемый нефтяной оторочкой, и соответствующие промысловые объекты, в тектонически ограниченных блоках I, II и VI (ЭО-I). Это участок убедительной достоверности запасов категории С1 и газоконденсатного насыщения обоих продуктивных пластов. Первоочередные скважины должны обеспечивать суточный отбор газа в объеме не менее 12.0 млн м<sup>3</sup>. Проектное количество первоочередных скважин – 8 ед (СК 1-СК 8), объединенных в 3 куста. Все скважины отнесены к ЭО-I.

Дальнейшее развитие газодобычи целесообразно на участках месторождения, где отсутствуют убедительные геологические предпосылки наличия или открытия нефтяных

оторочек. Такими участками являются тектонические блоки VII и VIII (ЭО-Па и ЭО-Пб), продуктивные пласты 1 и 2.

Третья очередь развития газоконденсатного промысла – строительство скважин со вскрытием верхнего продуктивного пласта 1 в тектоническом блоке III-IV (ЭО-III).

**Таблица 26 - Технологические показатели разработки газоконденсатных залежей по утвержденному варианту**

Го- ды	Годовая добыча пласто- вого газа, млрд м <sup>3</sup>	Темп отбора пласто- вого газа, %	Накоп- ленная добыча пласто- вого газа, млрд м <sup>3</sup>	Отбор пла- стово- го газа от НБЗ, %	Средний дебит пласто- вого газа, млн м <sup>3</sup> /сут	Фонд дейст- вую- щих сква- жин, ед.	Годовая добыча конден- сата, тыс. т (содер- жание C5+)	Накоп- ленная добыча конден- сата, млн т	Отбор конден- сата от НБЗ, %	Сред- ний дебит конден- сата, т/сут	Годо- вая добыча пла- стовой воды, т
1	0.8	0.1	0.8	0.1	2.3	6	165	0.2	0.1	474.1	0
2	5.1	0.7	5.9	0.8	2.3	8	1020	1.2	0.7	464.5	2
3	6.7	0.9	12.5	1.7	2.3	10	1309	2.5	1.5	452.9	4
4	8.6	1.2	21.1	2.9	2.3	14	1726	4.2	2.6	465.5	8
5	11.6	1.6	32.7	4.6	2.3	17	2485	6.7	4.1	494.1	17
6	14.0	2.0	46.7	6.5	2.3	20	2873	9.6	5.8	473.5	23
7	16.0	2.2	62.7	8.7	2.3	22	3102	12.7	7.7	440.0	29
8	16.4	2.3	79.1	11.0	2.1	26	3066	15.7	9.5	389.0	32
9	18.4	2.6	97.5	13.6	2.0	28	3357	19.1	11.6	367.6	44
10	19.8	2.8	117.4	16.4	2.0	32	3525	22.6	13.7	354.6	51
11	21.0	2.9	138.4	19.3	1.9	34	3708	26.3	15.9	330.7	58
12	21.1	2.9	159.4	22.2	1.8	36	3633	30.0	18.1	304.3	63
13	21.0	2.9	180.4	25.1	1.7	36	3532	33.5	20.3	283.0	68
14	21.0	2.9	201.4	28.1	1.7	36	3401	36.9	22.3	272.5	73
15	21.0	2.9	222.4	31.0	1.7	36	3278	40.2	24.3	262.6	78
16	21.1	2.9	243.5	33.9	1.7	36	3168	43.3	26.2	253.1	83
17	21.0	2.9	264.5	36.9	1.7	36	3044	46.4	28.1	243.9	98
18	21.0	2.9	285.5	39.8	1.7	36	2933	49.3	29.8	237.4	499
19	21.0	2.9	306.5	42.7	1.7	35	2817	52.1	31.5	232.1	559
20	21.1	2.9	327.5	45.6	1.7	35	2723	54.9	33.2	223.8	111
21	21.0	2.9	348.5	48.6	1.7	35	2625	57.5	34.8	216.3	120
22	21.0	2.9	369.5	51.5	1.7	35	2547	60.0	36.3	209.9	417
23	21.0	2.9	390.5	54.4	1.7	35	2476	62.5	37.8	204.1	150
24	21.1	2.9	411.6	57.3	1.7	35	2416	64.9	39.3	198.5	556
25	21.0	2.9	432.6	60.3	1.7	35	2359	67.3	40.7	194.3	596
26	20.7	2.9	453.3	63.2	1.8	35	2292	69.6	42.1	194.5	1200
27	19.0	2.7	472.3	65.8	1.7	34	2111	71.7	43.4	183.7	1138
28	17.5	2.4	489.8	68.2	1.5	33	1981	73.7	44.6	172.7	183
29	16.1	2.2	505.9	70.5	1.4	33	1804	75.5	45.7	157.6	177
30	14.9	2.1	520.7	72.6	1.3	33	1657	77.1	46.7	144.8	174

Четвертая очередь – размещение скважин в блоке V, со вскрытием верхнего газоконденсатного пласта 1 (ЭО-V).

Динамика ввода скважин для каждого эксплуатационного объекта обусловлена организационно-технической возможностью выполнения буровых работ, количеством задействованных буровых установок, а также проведением в акватории строительно-монтажных работ. Ввод скважин в эксплуатацию и их выбытие представлены в табл. 27.

**Таблица 27 - Ввод скважин в эксплуатацию и их выбытие**

Годы разработки	Ввод скважин				Выбытие скважин			
	всего	По кусту			всего	По кусту		
		количество скважин, ед.	№ куста	кол-во скв-н, ед		№№ скв	количество скважин, ед.	№ куста
1	6	1	2	СК 1, СК 2				
		2	2	СК 4, СК 5				
		3	2	СК 6, СК 7				
2	2	1	1	СК 3				
		3	1	СК 8				
3	2	4	2	СК 9, СК 10				
4	4	5	2	СК 11, СК 12				
		6	2	СК 14, СК 15				
5	3	5	1	СК 13				
		7	2	СК 16, СК 17				
6	3	7	1	СК 18				
		8	2	СК 19, СК 20				
7	2	10		СК 23, СК 24				
8	4	11	2	СК 25, СК 26				
		12	2	СК 27, СК 28				
9	2	13	2	СК 29, СК 30				
10	4	14	2	СК 31, СК 32				
		15	2	СК 37, СК 38				
11	2	16	2	СК 39, СК 40				
12	2	17	2	СК 41, СК 42				
13								
14								
15								

Годы разработки	Ввод скважин				Выбытие скважин			
	всего	По кусту			всего	По кусту		
		количество скважин, ед.	№ куста	кол-во скв-н, ед		№№ скв	количество скважин, ед.	№ куста
16								
17								
18								
19					1	13	1	СК 29
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27					2	12	1	СК 28,
						17	1	СК 42
28	1	18	1	СК 43	1	6		СК 14
29								
30								

Первыми в разработку вводятся скважины, вскрывающие залежь пласта 1 и участок залежи пласта 2, не подстилаемый нефтяной оторочкой, и соответствующие промысловые объекты, в тектонически ограниченных блоках I, II и VI. Первоочередные скважины должны обеспечивать суточный отбор газа в объеме не менее 12.0 млн м<sup>3</sup>. Проектное количество первоочередных скважин – 8 ед (СК 1-СК 8), объединенных в 3 куста. Все скважины отнесены к ЭО-I.В первый год вводятся 6 скважин (№№ СК 1, СК 2, СК 4, СК 5, СК 6, СК 7). Во второй год – еще две скважины - №№ СК 3, СК 8. Основные параметры работы скважин (на конец года) приведены в таблицах 28-35.

**Таблица 28 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 1**

Го- ды	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзб, МПа	Де- прес- сия, МПа	Руст, МПа	Годо- вая добы- ча воды, т
	годо- вая	накоплен- ная	годовая	накопленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конден- сата, т/сут					
1	139.1	139.1	28.0	28.0	2.4	482.7	27.1	26.5	0.6	21.6	0.02
2	832.2	971.3	163.4	191.4	2.4	463.0	25.9	25.2	0.7	20.6	0.23
3	832.2	1803.5	156.6	348.0	2.4	443.8	24.7	24.1	0.6	19.6	0.40
4	832.1	2635.6	150.7	498.7	2.4	421.1	23.8	23.2	0.6	18.9	0.53
5	816.2	3451.8	142.6	641.3	2.3	400.6	23.0	22.4	0.6	18.2	0.64
6	806.9	4258.7	135.9	777.2	2.3	381.8	22.1	21.5	0.6	17.5	0.75
7	779.5	5038.2	126.0	903.2	1.9	307.6	21.2	20.7	0.5	16.9	0.85
8	666.6	5704.8	103.5	1006.7	1.8	274.7	20.4	19.9	0.5	16.3	0.79
9	628.6	6333.4	93.6	1100.3	1.8	262.5	19.5	19.0	0.5	15.5	0.84
10	611.9	6945.3	87.2	1187.5	1.6	224.5	18.6	18.1	0.5	14.9	0.92
11	547.5	7492.8	74.9	1262.4	1.5	197.1	17.8	17.4	0.4	14.3	0.89
12	501.0	7993.8	66.0	1328.4	1.3	173.6	17.1	16.6	0.5	13.7	0.88
13	463.4	8457.2	58.8	1387.2	1.3	169.4	16.4	15.9	0.5	13.1	0.88
14	459.4	8916.6	56.3	1443.5	1.3	162.4	15.6	15.2	0.4	12.5	0.95
15	454.2	9370.8	53.9	1497.4	1.3	155.4	14.9	14.5	0.4	12	1.02
16	449.4	9820.2	51.5	1548.9	1.3	148.2	14.2	13.8	0.4	11.4	1.10
17	441.4	10261.6	49.0	1597.9	1.3	141.3	13.5	13.1	0.4	10.8	1.17
18	440.7	10702.3	47.7	1645.6	1.3	137.5	12.8	12.4	0.4	10.2	1.28
19	445.6	11147.9	47.0	1692.6	1.3	135.6	12.1	11.7	0.4	9.6	1.42
20	441.5	11589.4	45.4	1738.0	1.3	130.6	11.4	11.0	0.4	9.1	1.54
21	434.2	12023.6	43.7	1781.7	1.3	126.6	10.7	10.3	0.4	8.5	1.65
22	426.9	12450.5	42.5	1824.2	1.2	122.6	10.0	9.6	0.4	7.9	1.78
23	419.0	12869.5	41.3	1865.5	1.2	119.2	9.3	9.0	0.3	7.4	1.92
24	411.3	13280.8	40.2	1905.7	1.2	115.6	8.6	8.3	0.3	6.8	2.08
25	400.2	13681.0	38.9	1944.6	1.2	112.0	7.9	7.6	0.3	6.3	2.23
26	396.1	14077.1	38.4	1983.0	1.1	110.8	7.2	6.9	0.3	5.7	2.47
27	368.9	14446.0	35.8	2018.8	1	95.6	6.6	6.3	0.3	5.2	2.56
28	326.7	14772.7	31.7	2050.5	0.9	91.2	6.0	5.8	0.2	4.8	2.46
29	286.7	15059.4	27.8	2078.3	0.8	80.3	5.6	5.3	0.3	4.4	2.34
30	253.8	15313.2	24.6	2102.9	0.7	71.0	5.2	4.9	0.3	4.1	2.23

**Таблица 29 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 2**

Го- ды	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзб, МПа	Де- прес- сия, атм	Руст, МПа	Годовая добы- ча воды, т
	годовая	накоплен- ная	годовая	накоп- ленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конден- сата, т/сут					
1	139.1	139.1	28.1	28.1	2.4	484.5	27.1	26.4	0.7	21.6	0.01
2	832.2	971.3	164.3	192.4	2.4	465.8	25.9	25.2	0.7	20.6	0.14
3	832.2	1803.5	157.7	350.1	2.4	447.2	24.7	24.1	0.6	19.7	0.28
4	832.6	2636.1	152	502.1	2.4	426.2	23.8	23.2	0.6	19	0.39
5	819.7	3455.8	144.3	646.4	2.3	405.8	23	22.4	0.6	18.3	0.49
6	810.9	4266.7	137.7	784.1	2.3	386.9	22.1	21.5	0.6	17.6	0.58
7	783.6	5050.3	127.6	911.7	1.9	311.7	21.2	20.7	0.5	16.9	0.67
8	669.9	5720.2	104.8	1016.5	1.8	278	20.4	19.9	0.5	16.3	0.63
9	631.6	6351.8	94.7	1111.2	1.8	265.5	19.5	19.0	0.5	15.6	0.67
10	614.7	6966.5	88.2	1199.4	1.6	227	18.6	18.1	0.5	14.9	0.74
11	550	7516.5	75.7	1275.1	1.5	199.3	17.8	17.4	0.4	14.3	0.73
12	503.3	8019.8	66.7	1341.8	1.3	175.6	17.1	16.6	0.5	13.7	0.72
13	465.5	8485.3	59.4	1401.2	1.3	171.3	16.4	15.9	0.5	13.1	0.72
14	461.4	8946.7	56.9	1458.1	1.3	164.2	15.6	15.2	0.4	12.5	0.78
15	456.3	9403	54.5	1512.6	1.3	157.1	14.9	14.5	0.4	12	0.84
16	451.6	9854.6	52.1	1564.7	1.3	150	14.2	13.8	0.4	11.4	0.91
17	443.6	10298.2	49.6	1614.3	1.3	143	13.5	13.1	0.4	10.8	0.98
18	443	10741.2	48.3	1662.6	1.3	139.2	12.8	12.4	0.4	10.2	1.07
19	448.1	11189.3	47.6	1710.2	1.3	137.3	12.1	11.7	0.4	9.7	1.19
20	444.2	11633.5	46	1756.2	1.3	132.3	11.4	11.0	0.4	9.1	1.29
21	437	12070.5	44.3	1800.5	1.3	127.8	10.7	10.3	0.4	8.5	1.4
22	430	12500.5	43.1	1843.6	1.2	124.4	10	9.6	0.4	7.9	1.51
23	422.3	12922.8	42	1885.6	1.2	121	9.3	9.0	0.3	7.4	1.64
24	415.1	13337.9	40.9	1926.5	1.2	117.5	8.6	8.3	0.3	6.8	1.78
25	405.1	13743	39.6	1966.1	1.2	114.2	7.9	7.6	0.3	6.3	1.92
26	404.5	14147.5	39.5	2005.6	1.2	113.9	7.2	6.9	0.3	5.7	2.16
27	378.3	14525.8	36.9	2042.5	1	98.6	6.6	6.3	0.3	5.2	2.25
28	335.8	14861.6	32.8	2075.3	1	94.4	6	5.8	0.2	4.8	2.18
29	295.2	15156.8	28.8	2104.1	0.9	83.2	5.6	5.3	0.3	4.4	2.08
30	261.4	15418.2	25.6	2129.7	0.8	73.7	5.2	4.9	0.3	4.1	1.99

**Таблица 30 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 3**

Го- ды	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Де- прес- сия, атм	Руст, МПа	Годо- вая добы- ча воды, т
	годо- вая	накоп- ленная	годо- вая	накоплен- ная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут					
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	134.8	134.8	26.2	26.2	2.3	452.9	25.9	25.2	0.7	20.6	0.08
3	795.3	930.1	151.2	177.4	2.3	423.0	24.8	24.1	0.7	19.7	0.58
4	783.4	1713.5	143.7	321.1	2.2	399.4	23.9	23.3	0.6	19	0.71
5	764.2	2477.7	135.2	456.3	2.2	380.1	23.0	22.4	0.6	18.3	0.82
6	755.3	3233.0	128.9	585.2	2.2	362.0	22.1	21.6	0.5	17.6	0.93
7	729.1	3962.1	119.2	704.4	1.8	290.8	21.3	20.7	0.6	17.0	1.01
8	622.3	4584.4	97.6	802.0	1.7	258.8	20.4	19.9	0.5	16.3	0.93
9	586.2	5170.6	88.1	890.1	1.7	246.7	19.5	19.0	0.5	15.6	0.96
10	570.3	5740.9	81.9	972.0	1.5	210.7	18.6	18.1	0.5	14.9	1.03
11	509.9	6250.8	70.3	1042.3	1.4	184.8	17.8	17.3	0.5	14.3	0.99
12	466.5	6717.3	61.8	1104.1	1.2	162.7	17.1	16.6	0.5	13.7	0.97
13	431.4	7148.7	55.0	1159.1	1.2	158.7	16.3	15.9	0.4	13.1	0.96
14	427.7	7576.4	52.8	1211.9	1.2	152.2	15.6	15.2	0.4	12.5	1.03
15	423.0	7999.4	50.5	1262.4	1.2	145.6	14.9	14.5	0.4	12.0	1.10
16	418.8	8418.2	48.3	1310.7	1.2	139.0	14.2	13.8	0.4	11.4	1.18
17	411.6	8829.8	46.0	1356.7	1.2	132.6	13.5	13.1	0.4	10.8	1.25
18	411.1	9240.9	44.8	1401.5	1.2	129.1	12.8	12.4	0.4	10.2	1.36
19	416.1	9657.0	44.2	1445.7	1.2	127.4	12.1	11.7	0.4	9.7	1.51
20	412.6	10069.6	42.7	1488.4	1.2	122.8	11.4	11.0	0.4	9.1	1.63
21	406.2	10475.8	41.1	1529.5	1.2	118.6	10.7	10.3	0.4	8.5	1.75
22	400.0	10875.8	40.1	1569.6	1.2	115.5	10.0	9.6	0.4	7.9	1.89
23	393.3	11269.1	39.0	1608.6	1.1	112.5	9.3	8.9	0.4	7.4	2.04
24	387.1	11656.2	38.1	1646.7	1.1	109.4	8.6	8.2	0.4	6.8	2.2
25	377.4	12033.6	36.8	1683.5	1.1	106.2	7.9	7.6	0.3	6.3	2.37
26	372.3	12405.9	36.3	1719.8	1.1	104.7	7.2	6.9	0.3	5.7	2.60
27	346.9	12752.8	33.8	1753.6	0.9	90.2	6.6	6.3	0.3	5.2	2.70
28	305.5	13058.3	29.8	1783.4	0.9	85.7	6.0	5.8	0.2	4.8	2.58
29	267.1	13325.4	26.1	1809.5	0.8	75.2	5.6	5.3	0.3	4.4	2.44
30	236.0	13561.4	23.0	1832.5	0.7	66.4	5.2	4.9	0.3	4.1	2.33

**Таблица 31 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 4**

Го- ды	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденса- та, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Де- прес- сия, атм	Руст, МПа	Годо- вая добы- ча воды, т
	годо- вая	накоп- ленная	годовая	накоп- ленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут					
1	139.1	139.1	28.3	28.3	2.4	487.6	27.0	26.3	1.2	21.5	0.06
2	825.7	964.8	163.1	191.4	2.4	457.1	25.7	25.0	1.0	20.4	0.48
3	816.2	1781.0	154.8	346.2	2.3	432	24.7	24.0	0.8	19.5	0.61
4	800.5	2581.5	146.1	492.3	2.3	405.2	23.7	23.1	0.8	18.8	0.72
5	777.8	3359.3	136.8	629.1	2.2	383.8	22.9	22.3	0.8	18.1	0.82
6	766.2	4125.5	129.9	759.0	2.2	364.8	22.0	21.4	0.8	17.5	0.93
7	739.5	4865.0	120.6	879.6	1.8	295.5	21.3	20.7	0.6	16.9	1.02
8	634.1	5499.1	100.0	979.6	1.7	266.3	20.5	20.0	0.4	16.3	0.94
9	600.1	6099.2	91.2	1070.8	1.7	256.6	19.7	19.2	0.3	15.7	0.98
10	586.5	6685.7	85.6	1156.4	1.5	221.1	18.9	18.4	0.2	15.0	1.07
11	526.4	7212.1	74.0	1230.4	1.4	195.2	18.1	17.6	0.2	14.5	1.04
12	483.0	7695.1	65.5	1295.9	1.3	172.7	17.4	16.9	0.2	13.9	1.03
13	447.7	8142.8	58.5	1354.4	1.3	168.7	16.7	16.2	0.1	13.3	1.01
14	445.1	8587.9	56.2	1410.6	1.3	162.0	16.0	15.5	0.1	12.7	1.09
15	441.2	9029.1	53.9	1464.5	1.3	155.5	15.2	14.8	0.1	12.2	1.17
16	437.9	9467.0	51.8	1516.3	1.3	148.9	14.5	14.1	0.1	11.6	1.25
17	431.7	9898.7	49.3	1565.6	1.2	142.3	13.8	13.4	0.1	11.1	1.33
18	433.2	10331.9	48.1	1613.7	1.2	138.8	13.1	12.7	0.1	10.5	1.44
19	440.6	10772.5	47.7	1661.4	1.3	137.6	12.4	12.0	0.1	9.9	1.59
20	439.6	11212.1	46.4	1707.8	1.3	133.5	11.7	11.3	0.1	9.3	1.72
21	436.4	11648.5	44.9	1752.7	1.3	129.6	11.0	10.6	0.1	8.7	1.86
22	434.8	12083.3	44.1	1796.8	1.3	127.2	10.3	9.9	0.1	8.2	2.02
23	433.4	12516.7	43.5	1840.3	1.2	125.6	9.6	9.2	0.1	7.6	2.2
24	434.5	12951.2	43.2	1883.5	1.2	124.3	8.9	8.5	0.1	7	2.42
25	437.6	13388.8	43.1	1926.6	1.3	124.3	8.2	7.8	0.1	6.4	2.69
26	463.8	13852.6	45.6	1972.2	1.3	131.4	7.4	7.0	0.2	5.7	3.23
27	440.0	14292.6	43.2	2015.4	1.2	114.7	6.7	6.4	0.2	5.2	3.4
28	392.4	14685.0	38.6	2054.0	1.1	110.9	6.2	5.8	0.3	4.8	3.28
29	348.9	15033.9	34.3	2088.3	1.0	98.9	5.7	5.4	0.2	4.4	3.13
30	313.3	15347.2	30.8	2119.1	0.9	88.8	5.3	5.0	0.2	4.1	3.01

**Таблица 32 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 5**

Годы	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Депрессия, атм	Руст, МПа	Годовая добыча воды, т
	годовая	накопленная	годовая	накопленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут					
1	139.1	139.1	28.2	28.2	2.4	485.9	27.1	26.4	0.7	21.6	0.04
2	832.2	971.3	165.0	193.2	2.4	469.5	26.0	25.3	0.7	20.6	0.37
3	832.2	1803.5	159.6	352.8	2.4	453.5	25.0	24.3	0.7	19.8	0.55
4	834.5	2638.0	154.6	507.4	2.4	438.1	24.1	23.4	0.7	19.1	0.7
5	832.2	3470.2	148.6	656.0	2.4	422.0	23.2	22.6	0.6	18.4	0.85
6	830.9	4301.1	142.9	798.9	2.4	402.2	22.3	21.7	0.6	17.7	0.99
7	803.5	5104.6	132.5	931.4	2.0	323.3	21.4	20.9	0.5	17.0	1.08
8	686.0	5790.6	108.5	1039.9	1.9	287.7	20.6	20.1	0.5	16.4	0.96
9	646.8	6437.4	98.0	1137.9	1.8	274.8	19.7	19.2	0.5	15.7	0.96
10	630.3	7067.7	91.3	1229.2	1.7	235.1	18.8	18.3	0.5	15.0	1.01
11	564.4	7632.1	78.4	1307.6	1.5	206.4	18.0	17.6	0.4	14.4	0.95
12	516.8	8148.9	69.1	1376.7	1.4	181.9	17.3	16.8	0.5	13.8	0.92
13	478.3	8627.2	61.5	1438.2	1.4	177.4	16.5	16.1	0.4	13.2	0.9
14	474.8	9102.0	59.0	1497.2	1.4	170.1	15.8	15.4	0.4	12.7	0.96
15	470.2	9572.2	56.5	1553.7	1.4	163.0	15.1	14.7	0.4	12.1	1.03
16	466.1	10038.3	54.2	1607.9	1.3	155.9	14.4	14.0	0.4	11.5	1.11
17	459.0	10497.3	51.6	1659.5	1.3	148.8	13.7	13.3	0.4	11.0	1.18
18	459.5	10956.8	50.3	1709.8	1.3	145.1	13.0	12.6	0.4	10.4	1.29
19	466.5	11423.3	49.8	1759.6	1.3	143.6	12.3	11.9	0.4	9.8	1.43
20	464.2	11887.5	48.3	1807.9	1.3	139.0	11.6	11.2	0.4	9.2	1.56
21	459.3	12346.8	46.7	1854.6	1.3	134.6	10.9	10.5	0.4	8.7	1.68
22	455.3	12802.1	45.7	1900.3	1.3	131.7	10.2	9.8	0.4	8.1	1.83
23	451.2	13253.3	44.8	1945.1	1.3	129.3	9.5	9.1	0.4	7.5	1.99
24	449.1	13702.4	44.2	1989.3	1.3	127.2	8.8	8.5	0.3	6.9	2.19
25	447.8	14150.2	43.7	2033.0	1.3	126.1	8.1	7.8	0.3	6.3	2.42
26	468.7	14618.9	45.7	2078.7	1.4	131.8	7.3	7.0	0.3	5.7	2.9
27	443.4	15062.3	43.2	2121.9	1.2	114.8	6.7	6.4	0.3	5.2	3.08
28	393.5	15455.8	38.4	2160.3	1.1	110.4	6.1	5.8	0.3	4.8	2.96
29	347.7	15803.5	33.9	2194.2	1.0	97.8	5.6	5.4	0.2	4.4	2.82
30	309.9	16113.4	30.2	2224.4	0.9	87.2	5.2	5.0	0.2	4.1	2.7

**Таблица 33 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 6**

Годы	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Депрессия, атм	Руст, Мпа	Годовая добыча воды, т
	годовая	накопленная	годовая	накопленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут					
1	123.9	123.9	25.4	25.4	2.1	439.1	27.4	26.6	0.8	21.7	0.02
2	745.5	869.4	151.3	176.7	2.2	432.6	26.6	25.8	0.8	21.1	0.2
3	750.6	1620.0	148.4	325.1	2.1	419.2	25.7	25.0	0.7	20.4	0.32
4	746.9	2366.9	143.4	468.5	2.1	400.2	24.9	24.1	0.8	19.7	0.42
5	732.2	3099.1	135.8	604.3	2.1	382.2	24.0	23.3	0.7	19.0	0.51
6	725.1	3824.2	129.5	733.8	2.1	363.5	23.0	22.3	0.7	18.2	0.6
7	698.0	4522.2	118.8	852.6	1.7	287.8	21.9	21.3	0.6	17.4	0.7
8	591.8	5114.0	95.8	948.4	1.6	252.7	20.8	20.3	0.5	16.6	0.67
9	554.8	5668.8	85.6	1034.0	1.6	239.1	19.8	19.3	0.5	15.8	0.7
10	538.7	6207.5	79.1	1113.1	1.4	203.1	18.9	18.3	0.6	15.0	0.77
11	480.7	6688.2	67.5	1180.6	1.3	177.4	18.0	17.5	0.5	14.4	0.75
12	439.0	7127.2	59.2	1239.8	1.2	155.8	17.2	16.7	0.5	13.8	0.74
13	405.6	7532.8	52.6	1292.4	1.2	151.7	16.5	16.0	0.5	13.2	0.73
14	402.4	7935.2	50.4	1342.8	1.2	145.4	15.7	15.3	0.4	12.6	0.79
15	398.4	8333.6	48.3	1391.1	1.1	139.3	15.0	14.6	0.4	12.0	0.85
16	394.9	8728.5	46.3	1437.4	1.1	133.2	14.3	13.9	0.4	11.4	0.92
17	388.8	9117.3	44.1	1481.5	1.1	127.2	13.6	13.2	0.4	10.9	0.97
18	389.2	9506.5	43.0	1524.5	1.1	124.0	12.9	12.5	0.4	10.3	1.06
19	395.3	9901.8	42.6	1567.1	1.1	122.9	12.2	11.8	0.4	9.7	1.18
20	393.4	10295.2	41.4	1608.5	1.1	119.0	11.5	11.1	0.4	9.2	1.28
21	389.2	10684.4	40.0	1648.5	1.1	115.3	10.8	10.4	0.4	8.6	1.38
22	385.6	11070	39.1	1687.6	1.1	112.8	10.1	9.7	0.4	8.0	1.5
23	382.4	11452.4	38.4	1726.0	1.1	110.8	9.4	9.0	0.4	7.4	1.64
24	381.2	11833.6	37.9	1763.9	1.1	109.1	8.7	8.4	0.3	6.9	1.8
25	380.3	12213.9	37.5	1801.4	1.1	108.2	8.1	7.7	0.4	6.3	1.98
26	396.8	12610.7	39.1	1840.5	1.1	112.7	7.3	6.9	0.4	5.7	2.33
27	378.6	12989.3	37.3	1877.8	1.0	98.3	6.7	6.3	0.4	5.2	2.48
28	334.4	13323.7	32.9	1910.7	1.0	94.8	6.1	5.8	0.3	4.8	2.39
29	292.0	13615.7	28.8	1939.5	0.8	83.0	5.7	5.3	0.4	4.4	2.25
30	257.6	13873.3	25.4	1964.9	0.7	73.2	5.2	4.9	0.3	4.1	2.14

**Таблица 34 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 7**

Годы	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Депрессия, атм	Руст, МПа	Годовая добыча воды, т
	годовая	накопленная	годовая	накопленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут					
1	121.9	121.9	25.1	25.1	2.1	432.4	27.3	26.5	0.8	21.7	0.04
2	730.5	852.4	148.1	173.2	2.1	422.3	26.5	25.7	0.8	21.0	0.31
3	732.8	1585.2	144.3	317.5	2.1	406.5	25.6	24.8	0.8	20.2	0.45
4	727.6	2312.8	139.0	456.5	2.1	387.5	24.7	24.0	0.7	19.5	0.55
5	712.1	3024.9	131.4	587.9	2.0	369.7	23.9	23.1	0.8	18.9	0.63
6	704.6	3729.5	125.3	713.2	2.0	351.7	22.9	22.2	0.7	18.1	0.73
7	678.0	4407.5	114.9	828.1	1.7	278.5	21.8	21.1	0.7	17.3	0.82
8	575.0	4982.5	92.8	920.9	1.6	245.1	20.8	20.2	0.6	16.5	0.77
9	539.4	5521.9	83.1	1004.0	1.5	232.2	19.8	19.2	0.6	15.7	0.80
10	523.8	6045.7	76.9	1080.9	1.4	197.5	18.8	18.3	0.5	15.0	0.87
11	467.5	6513.2	65.7	1146.6	1.2	172.6	18.0	17.5	0.5	14.3	0.84
12	427.0	6940.2	57.6	1204.2	1.1	151.6	17.2	16.7	0.5	13.7	0.83
13	394.6	7334.8	51.2	1255.4	1.1	147.7	16.4	16.0	0.4	13.1	0.81
14	391.4	7726.2	49.1	1304.5	1.1	141.6	15.7	15.3	0.4	12.6	0.88
15	387.4	8113.6	47.0	1351.5	1.1	135.6	15.0	14.6	0.4	12.0	0.94
16	383.8	8497.4	45.1	1396.6	1.1	129.6	14.3	13.9	0.4	11.4	1.01
17	377.7	8875.1	42.9	1439.5	1.1	123.7	13.6	13.2	0.4	10.9	1.07
18	377.8	9252.9	41.8	1481.3	1.1	120.6	12.9	12.5	0.4	10.3	1.16
19	383.3	9636.2	41.4	1522.7	1.1	119.3	12.2	11.8	0.4	9.7	1.28
20	381.1	10017.3	40.1	1562.8	1.1	115.3	11.5	11.1	0.4	9.1	1.39
21	376.4	10393.7	38.7	1601.5	1.1	111.6	10.8	10.4	0.4	8.5	1.49
22	372.1	10765.8	37.8	1639.3	1.1	109.1	10.1	9.7	0.4	8.0	1.61
23	367.9	11133.7	37.0	1676.3	1.1	106.8	9.4	9.0	0.4	7.4	1.75
24	365.0	11498.7	36.4	1712.7	1.0	104.7	8.7	8.3	0.4	6.8	1.91
25	360.0	11858.7	35.6	1748.3	1.0	102.7	8.0	7.6	0.4	6.3	2.07
26	364.1	12222.8	35.9	1784.2	1.1	103.6	7.3	6.9	0.4	5.7	2.35
27	342.3	12565.1	33.8	1818.0	0.9	89.4	6.7	6.3	0.4	5.2	2.46
28	299.7	12864.8	29.6	1847.6	0.9	85.1	6.1	5.8	0.3	4.8	2.34
29	260.8	13125.6	25.8	1873.4	0.8	74.3	5.6	5.3	0.3	4.4	2.19
30	229.7	13355.3	22.7	1896.1	0.7	65.5	5.2	4.9	0.3	4.1	2.08

**Таблица 35 - Основные параметры работы скважины газоконденсатной эксплуатационной № СК 8**

Годы	Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, тыс т		Средний дебит		Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Де-прессия, атм	Руст, МПа	Годовая добыча воды, т
	годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная	газа, млн м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут					
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	134.3	134.3	27.2	27.2	2.3	468.7	26.7	25.9	0.8	21.1	0.09
3	799.3	933.6	159.2	186.4	2.3	449.7	25.8	25.1	0.7	20.4	0.64
4	794.7	1728.3	153.9	340.3	2.2	429.6	25.0	24.3	0.7	19.7	0.77
5	778.1	2506.4	145.7	486.0	2.2	409.6	24.1	23.4	0.7	19.1	0.86
6	769.1	3275.5	138.6	624.6	2.2	388.1	23.1	22.4	0.7	18.2	0.96
7	737.1	4012.6	125.9	750.5	1.8	304.3	21.9	21.3	0.6	17.4	1.03
8	623.0	4635.6	101.1	851.6	1.7	266.2	20.8	20.3	0.5	16.5	0.93
9	582.8	5218.4	90.0	941.6	1.7	251.0	19.8	19.2	0.6	15.7	0.96
10	564.8	5783.2	82.9	1024.5	1.5	212.8	18.8	18.3	0.5	15.0	1.02
11	503.3	6286.5	70.7	1095.2	1.3	185.7	17.9	17.5	0.4	14.3	0.97
12	459.3	6745.8	62.0	1157.2	1.2	162.9	17.2	16.7	0.5	13.7	0.94
13	424.0	7169.8	55.0	1212.2	1.2	158.6	16.4	16.0	0.4	13.1	0.92
14	420.2	7590.0	52.7	1264.9	1.2	151.9	15.7	15.3	0.4	12.5	0.99
15	415.6	8005.6	50.4	1315.3	1.2	145.3	15.0	14.6	0.4	12.0	1.05
16	411.5	8417.1	48.3	1363.6	1.2	138.8	14.3	13.9	0.4	11.4	1.12
17	404.6	8821.7	45.9	1409.5	1.2	132.4	13.6	13.2	0.4	10.8	1.18
18	404.4	9226.1	44.7	1454.2	1.2	129.0	12.8	12.5	0.3	10.2	1.28
19	410.0	9636.1	44.2	1498.4	1.2	127.5	12.1	11.8	0.3	9.7	1.42
20	407.1	10043.2	42.8	1541.2	1.2	123.1	11.4	11.1	0.3	9.1	1.52
21	401.6	10444.8	41.3	1582.5	1.2	119.1	10.7	10.4	0.3	8.5	1.63
22	396.4	10841.2	40.3	1622.8	1.1	116.2	10.0	9.7	0.3	8.0	1.76
23	391.1	11232.3	39.4	1662.2	1.1	113.5	9.3	9.0	0.3	7.4	1.89
24	386.8	11619.1	38.6	1700.8	1.1	110.9	8.7	8.3	0.4	6.8	2.05
25	380.3	11999.4	37.6	1738.4	1.1	108.5	8.0	7.6	0.4	6.3	2.22
26	381.0	12380.4	37.6	1776.0	1.1	108.5	7.3	6.9	0.4	5.7	2.49
27	353.6	12734.0	34.9	1810.9	0.9	92.5	6.6	6.3	0.3	5.2	2.56
28	308.7	13042.7	30.5	1841.4	0.9	87.8	6.1	5.8	0.3	4.8	2.42
29	267.9	13310.6	26.5	1867.9	0.8	76.4	5.6	5.3	0.3	4.4	2.26
30	235.0	13545.6	23.3	1891.2	0.7	67.1	5.2	4.9	0.3	4.1	2.13

## 5 Решения по морскому технологическому комплексу

### 5.1 Общие сведения

Южно-Кириновское газоконденсатное месторождение открыто в 2010 году на северо-восточном шельфе о. Сахалин и находится в пределах Кириновского блока проекта «Сахалин-3». Блок примыкает к центральной части острова Сахалин в районе Лунского залива. Удалённость площади Южно-Кириновского месторождения от береговой линии составляет порядка 35 км и имеет протяженность с запада на восток около 40 км. Западная граница месторождения проходит примерно по изобате 110 м, а восточная по изобате 320 м.

Административно Южно-Кириновское месторождение находится на территории муниципального образования «Городской округ Ногликский». Ближайшим к месторождению крупным населенным пунктом является административный центр муниципального образования «Городской округ Ногликский» пгт. Ноглики.

Южно-Кириновское месторождение относится к участку недр Кириновского блока, лицензионным пользователем которого является ПАО «Газпром».

Согласно утвержденной ЦКР Роснедр (протокол от 17.09.2015 №6228) технологической схеме разработки Южно-Кириновского месторождения по варианту 21-В уровень годовой добычи газа – 21 млрд. м<sup>3</sup>, общий фонд эксплуатационных скважин составляет 37 единиц. Скважины объединены в эксплуатационные (буровые) центры.

Принципиальная схема обустройства Южно-Кириновского месторождения предусматривает добычу, сбор и транспортировку на сушу пластового газа посредством применения оборудования морского технологического комплекса (далее – МТК) с подводным расположением устьев скважин и технологических сооружений.

Газосборная сеть МТК предусматривает сбор пластового продукта 37 скважин от 17 эксплуатационных (буровых) центров по внутрипромысловым трубопроводам-шлейфам до сборных манифольдов, далее транспортировку до установки комплексной подготовки газа (далее - УКПГ) по газосборному коллектору, состоящему из морского и сухопутного участков.

В непосредственной близости от объектов Южно-Кириновского месторождения ведется добыча углеводородного сырья на Кириновском газоконденсатном месторождении (оператор добычи ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск») и на Лунском газоконденсатном месторождении (оператор добычи компания «Сахалин Энерджи»).

Добыча и сбор газоконденсата Кириновского ГКМ осуществляется подводным добычным комплексом с подводным расположением устьев скважин, технологического оборудования и морских трубопроводов. Выход на берег трассы проектного газосборного коллектора Ø 813 мм Южно-Кириновского месторождения находится севернее (порядком 250 м) от коридора трубопроводов газосборного коллектора Ø 508 мм Кириновского ГКМ.

## 5.2 Основы проектирования

В состав строящихся объектов МТК в рамках 1-го этапа обустройства Южно-Кириинского месторождения входят морские сооружения системы сбора газа от 8-ми эксплуатационных скважин СК1, СК2, СК3 (буровой центр №1) СК4, СК5 (буровой центр №2) СК6, СК7, СК8 (буровой центр №3), сооружения автоматизированной системы управления и контроля технологическими процессами МТК (далее – АСУ ТП МТК).

В состав морских сооружений входят:

- сборный манифольд СМ1;
- две нитки морского участка газосборного коллектора Ø 813 мм от СМ1 до береговой зоны примыкания к сухопутному участку газосборного коллектора;
- трубопровод моноэтиленгликоля (МЭГ) Ø219,1 мм от СМ1 до площадки управления морским технологическим комплексом (далее – ПУМТК);
- основной шлангокабель от ПУМТК до СМ1;
- подводный модуль распределения основного шлангокабеля (далее-МРОШ);
- кустовые манифольды: КМ1, КМ2, КМ3;
- внутрипромысловый трубопровод-шлейф Ø 514 мм от КМ1 до СМ1;
- внутрипромысловый трубопровод-шлейф Ø 406,4 мм от КМ2 до СМ1;
- внутрипромысловый трубопровод-шлейф Ø 406,4 мм от КМ3 до СМ1;
- внутрипромысловый шлангокабель от СМ1 до КМ1;
- внутрипромысловый шлангокабель от СМ1 до КМ2;
- внутрипромысловый шлангокабель от СМ1 до КМ3;
- соединительные трубные секции;
- соединительные гидравлические переключки;
- соединительные электрические переключки;
- соединительные волоконно-оптические переключки.

Площадка управления морским технологическим комплексом (ПУМТК) расположена на восточном берегу Охотского моря, в районе выхода морских трубопроводов на берег, на расстоянии 730 м от уреза воды.

### 5.2.1 Схема технологического процесса

Система сбора газа МТК Южно-Кириного месторождения представляет собой совокупность двухниточного газосборного коллектора, трубопроводов-шлейфов и подводного оборудования, предназначенной для сбора продукции скважин и транспортировки ее до УКПГ.

В рамках реализации 1 этапа обустройства Южно-Кириного месторождения добыча пластовой продукции осуществляется с использованием 8 скважин, объединенных в 3 куста (эксплуатационных центра): СК1, СК2, СК3 (куст 1); СК4 и СК5 (куст 2); СК6, СК7, СК8 (куст 3).

Добываемый продукт скважин собирается в кустовые манифольды и далее по внутрипромысловым трубопроводам-шлейфам диаметрами 514,0 мм и 406,4 мм поступает в сборный манифольд СМ1 для последующей транспортировки по двухниточному газосборному коллектору диаметром 813,0 мм до объектов береговой инфраструктуры (УКПГ). Протяженность газосборного коллектора от СМ1 до УКПГ, составляет 78,4 км, в том числе морской участок от СМ1 до берега моря (61,6 км) и сухопутный участок от берега моря до УКПГ (16,8 км).

Подключение газосборного коллектора диаметром 813 мм к сборному манифольду СМ1 и трубопроводов-шлейфов диаметрами 514 мм, 406,4 мм к сборному и кустовым манифольдам предусматривается жесткими соединительными трубными секциями соответствующего диаметра 813, 514 и 406,4 мм через оконечные устройства трубопроводов (PLET). Подключение фонтанных арматур эксплуатационных скважин к кустовым манифольдам предусматривается жесткими соединительными секциями диаметром 219,1 мм.

Конфигурация трубопроводной системы сбора газа предусматривает пропуск средств очистки и внутритрубной диагностики (СОД) по газосборному коллектору через сборный манифольд СМ1 с береговых сооружений. Очистка и диагностика трубопроводов-шлейфов будет осуществляться с применением подводных устройств запуска-приема СОД, устанавливаемых на оконечных устройствах трубопровода PLET01.1-20/20, PLET02.1-20/20, PLET01.2-16/16, PLET02.2 -16/16, PLET02.3-16/16 и кустовом манифольде КМ3.

Сборный манифольд СМ1, а также кустовые манифольды КМ1 и КМ3, предусматривают дополнительные узлы для подключения трубопроводов на дальнейших этапах обустройства месторождения. Также, для подключения сборного манифольда СМ2, на дальнейших этапах обустройства, на обеих нитках газосборного коллектора (ПК110+86.50 и ПК111+04.00) предусматривается установка линейных тройников ПЛТ1-32/32 и ПЛТ2-32/32 соответственно.

По мере истощения запасов и естественного снижения пластового давления, с целью обеспечения технологических показателей разработки месторождения и необходимого давления на входе в УКПГ для осуществления технологических процессов, на дальнейших этапах обустройства месторождения потребуются ввод подводной дожимной компрессорной станции (ПДКС). Подключение ПДКС к подводной газосборной сети предусматривается соединительными секциями диаметром 813 мм через линейные узлы подключения к трубопроводу, установленные на двух нитках газосборного коллектора.

Для реализации возможности подключения ПДКС, на первой и второй нитках газосборного коллектора предусматривается установка узлов подключения к трубопроводу PLET1-32/32/32 и PLET2-32/32/32 (ПК120+71.30 и ПК120+71.50).

Для предотвращения внутренней коррозии стальных трубопроводов, обусловленной содержанием в добываемой пластовой продукции  $\text{CO}_2$ , предусматривается непрерывная подача ингибитора коррозии в ствол каждой эксплуатационной скважины.

Для предотвращения гидратообразования пластовой смеси в период нормальной эксплуатации на устья скважин подаётся МЭГ 80/20. На случай запуска и аварийных режимов работы газосборной сети предусматривается применение метанола 90/10.

Контроль и управление технологическими процессами МТК (ТП МТК) осуществляется в автоматическом режиме (основной - дистанционно с УКПГ, вспомогательный - с береговой станции управления МТК) посредством основного и внутрипромысловых шлангокабелей через интегрированные модули управления сборных и кустовых манифольдов, фонтанных арматур эксплуатационных скважин. Береговая станция управления МТК (далее УМТК) включает в себя оборудование подключения и распределения линий основного шлангокабеля, подачи гидравлической и электрической энергии до подводного оборудования и приборов АСУ ТП МТК, приема, обработки, хранения и передачи сигналов на верхний уровень АСУ и обратно. Центральное управление ТП МТК осуществляется с автоматизированного рабочего места в операторной УКПГ.

Присоединение основного и внутрипромысловых шлангокабелей к сборному СМ1 и кустовым манифольдам осуществляется непосредственно к оборудованию через технологические узлы подключения. Подключение фонтанных арматур эксплуатационных скважин к системе управления кустовых манифольдов предусматривается посредством соединительных перемычек.

Принципиальная схема системы сбора пластового флюида Южно-Кириного месторождения представлена на рисунке 10.

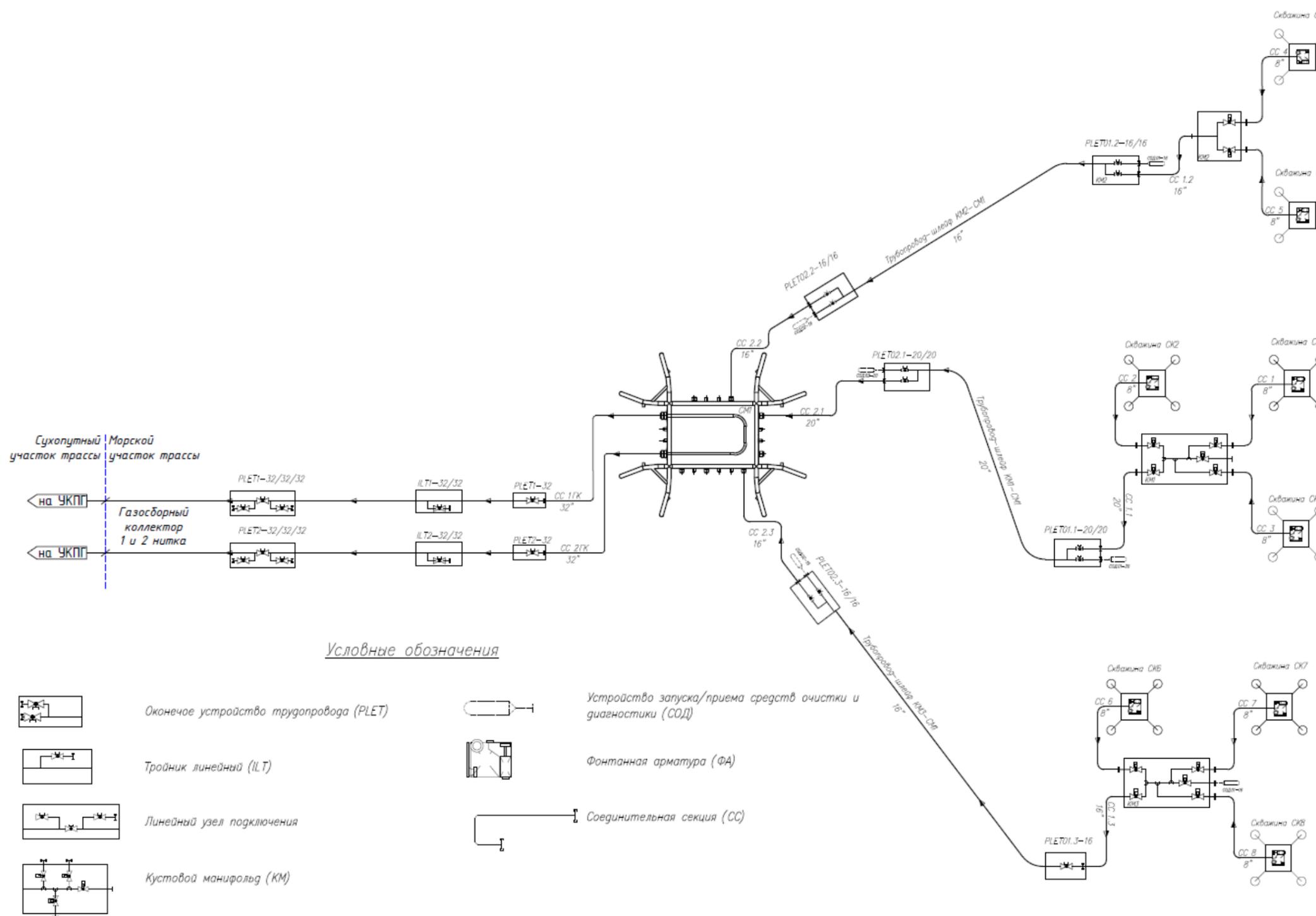


Рисунок 10 - Система сбора газа Южно-Киринского месторождения

### 5.2.2 Характеристики применяемых трубопроводов

Основные технические характеристики трубопроводов, применяемых для обустройства Южно-Кириного месторождения (1 этап), приведены в таблице 36

**Таблица 36 – Основные технические характеристики трубопроводов**

Трубопровод	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Толщина бетонного покрытия, мм	Толщина изоляции, мм	Обозначение трубы
Газосборный коллектор 1 нитка	813	32,2 / 30,2	130 / 72 / 40	3,5	SAWL 450 I FD
Газосборный коллектор 2 нитка	813	32,2 / 30,2	130 / 72 / 40	3,5	SAWL 450 I FD
Трубопровод МЭГ	219,1	14,3 / 12,7	-	2,5	SML 450 I F
Трубопровод-шлейф КМ1-СМ1	514	27	51	2,7	SAWL 450 I FD
Трубопровод-шлейф КМ2-СМ1	406,4	22,2	40	2,7	SML 450 I F
Трубопровод-шлейф КМ3-СМ1	406,4	22,2	40	2,7	SML 450 I F

В таблице 37 приведены физико-механические параметры материала труб.

**Таблица 37 - Параметры материала труб**

Параметр	Обозначение	Значение
Минимальный предел текучести	<i>S<sub>MYS</sub></i>	450 МПа
Минимальный предел прочности	<i>S<sub>MTS</sub></i>	535 МПа
Модуль упругости	<i>E</i>	207 ГПа
Коэффициент Пуассона	<i>ν</i>	0,3
Коэффициент линейного расширения	<i>α</i>	0,0000116

В таблице 38 приведены различные параметры труб.

**Таблица 38 - Параметры труб**

Параметр	Значение				
	Газосборный коллектор	Трубопровод-шлейф		Соединительная секция 8"	Трубопровод МЭГ
Наружный диаметр	813 мм	514 мм	406,4 мм	219,1 мм	219,1 мм
Способ изготовления трубы	сварная с одним продольным швом (SAWL)	сварная с одним продольным швом (SAWL)	бесшовная (SML)	бесшовная (SML)	бесшовная (SML)
Процесс изготовления сварных труб	UOE	UOE	-	-	-
Обозначение труб	SAWL 450 F	SAWL 450 F		SML 450 F	SML 450

### Эксплуатационные параметры трубопроводов

Эксплуатационные параметры трубопроводов приняты на основании результатов гидравлических расчётов газотранспортной системы месторождения, представленных в Томе 5.7.4.1.7 (5.7.4.1.8) «Гидравлические и тепловые расчёты». В таблицах 39 – 42 приведены эксплуатационные параметры по каждому трубопроводу.

**Таблица 39 - Эксплуатационные параметры газосборных коллекторов**

Параметры	Значения
Срок эксплуатации	не менее 30 лет
Наименование перекачиваемого продукта	Сырой газ и конденсат
Категория перекачиваемого продукта по ГОСТ 54382-2011	Е
Расчетное давление	23 МПа
Расчетная температура	56 °С
Плотность продукта при расчётных давлении и температуре	239 кг/м <sup>3</sup> *
Допуск на коррозию	3,00 мм**

\* - для состава газа, характерного на 6-й год эксплуатации;

\*\* - допуск на коррозию принят в соответствии с п. 5.2. СТО Газпром 9.3-011-2011 из расчёта 0,1 мм/год и срока эксплуатации 30 лет.

**Таблица 40 - Эксплуатационные параметры трубопроводов-шлейфов**

Параметры	Значения
Срок эксплуатации	не менее 30 лет
Наименование перекачиваемого продукта	Сырой газ и конденсат
Категория перекачиваемого продукта по ГОСТ 54382-2011	Е
Расчетное давление	23 МПа
Расчетная температура	95 °С
Плотность продукта при расчётных давлении и температуре	199 кг/м <sup>3</sup> *
Допуск на коррозию	3,00 мм**

\* - для состава газа, характерного на 6-й год эксплуатации;

\*\* - допуск на коррозию принят в соответствии с п. 5.2. СТО Газпром 9.3-011-2011 из расчёта 0,1 мм/год и срока эксплуатации 30 лет.

**Таблица 41 - Эксплуатационные параметры соединительных секций 8”**

Параметры	Значения
Срок эксплуатации	не менее 30 лет
Наименование перекачиваемого продукта	Сырой газ и конденсат
Категория перекачиваемого продукта по ГОСТ 54382-2011	Е
Расчетное давление	23 МПа
Расчетная температура	105 °С
Плотность продукта при расчётных давлении и температуре	191 кг/м <sup>3</sup> *
Допуск на коррозию	3,00 мм**

\* - для состава газа, характерного на 6-й год эксплуатации;

\*\* - допуск на коррозию принят в соответствии с п. 5.2. СТО Газпром 9.3-011-2011 из расчёта 0,1 мм/год и срока эксплуатации 30 лет.

**Таблица 42 - Эксплуатационные параметры трубопровода МЭГ**

Параметры	Значения
Срок эксплуатации	не менее 30 лет
Наименование перекачиваемого продукта	Моноэтиленгликоль (Моноэтиленгликоль/вода: 80%/20% - по массе)
Категория перекачиваемого продукта по ГОСТ 54382-2011	В
Расчетное давление	35 МПа
Расчетная температура	20 °С
Плотность продукта	1104 кг/м <sup>3</sup>
Допуск на коррозию	0 мм

Сведения о протяженности трассы трубопроводов представлены в таблице 43

**Таблица 43 – Протяженность трасс трубопроводов**

Трасса трубопровода	Протяженность, м
Газосборный коллектор 1 нитка	61594
Газосборный коллектор 2 нитка	61574
Трубопровод-шлейф КМ1-СМ1	4911
Трубопровод-шлейф КМ2-СМ1	2048
Трубопровод-шлейф КМ3-СМ1	2516
Трубопровод МЭГ	62214

В таблице 44 приведены принятые значения плотностей материалов трубопроводов.

**Таблица 44 – Плотности материалов трубопроводов**

Материал	Значение плотности
Сталь	7850 кг/м <sup>3</sup>
Антикоррозионное покрытие	900 кг/м <sup>3</sup>
Бетонное покрытие	2400 - 3350 кг/м <sup>3</sup>

***Обеспечение устойчивости морского участка трубопровода***

Морской участок газосборного коллектора уложен с глубины 0,0 м до точки подключения к сборному манифольду СМ1, расположенной на глубине 208 м. На участке проявления ледовых экзараций газосборный коллектор прокладывается подземно, на остальном участке трубопровод укладывается на дно моря.

Трасса трубопровода МЭГ проходит параллельно трассе газосборного коллектора. Для предотвращения повреждения трубопровода МЭГ от внешнего воздействия трубопровод прокладывается подземно.

Трубопровод-шлейф от сборного манифольда СМ1 до кустового манифольда КМ1 укладывается на морское дно на глубинах 208 м - 235 м.

Трубопровод-шлейф от сборного манифольда СМ1 до кустового манифольда КМ2 укладывается на морское дно на глубинах 208 м - 221 м.

Трубопровод-шлейф от сборного манифольда СМ1 до кустового манифольда КМ3 укладывается на морское дно на глубинах 208 м - 214 м.

Проверка устойчивости трубопровода основывается на стандарте ДНВ-РП-Е305 (Октябрь 1988 г.) (или Р Газпром 2-3.7-069-2006). Стандарт Р Газпром 2-3.7-069-2006 идентичен ДНВ-РП-Е305.

При определении горизонтальной устойчивости трубопровода использованы материалы стандарта DNV-RP-F109. Стандарт DNV-RP-F109 является актуализацией стандарта ДНВ-РП-Е305.

На участках трассы, где невозможно обеспечить горизонтальную устойчивость трубопровода выполняется отсыпка удерживающих опор с целью ограничения его перемещения. Расстояние между опорами определяется условиями прочности и устойчивости трубопровода.

**Таблица 45 - Минимальная и принятая толщина покрытия из условия горизонтальной устойчивости**

Труба	Припуск на коррозию, мм	Глубина моря, м	Плотность бетона, кг/м <sup>3</sup>	Мин. толщина бетонного покрытия, мм	Принятая толщина бетонного покрытия, мм	Мероприятие для стабилизации трубопровода
813x32,2	3	0 - 6	2400		40	Обсыпка щебнем, подземная прокладка
813x30,2		6 - 10	2400		40	Обсыпка щебнем, подземная прокладка
813x30,2	3	10 - 30	3350	> 150	130	подземная прокладка
813x30,2	3	30 - 40	3350	> 150	130	подземная прокладка
813x30,2	3	40	3350	248	130	подземная прокладка
813x30,2	3	50	3350	166	130	подземная прокладка
813x30,2	3	60	3350	114	130	-
813x30,2	3	65	3350	78	130	-
813x30,2	3	70	3350	90	130	-
813x30,2	3	80	3350	97	130	-
813x30,2	3	90	3350	181	130	устройство опор
813x30,2	3	100	3350	97	130	-
813x30,2	3	110	3350	84	130	-
813x30,2	3	120	3350	70	72	-
813x30,2	3	130	3350	61	72	-
813x30,2	3	140	3350	54	72	-
813x30,2	3	150	3350	72	72	-
813x30,2	3	160	3350	60	72	-
813x30,2	3	170	3350	54	72	-
813x30,2	3	180	3350	41	72	-
813x30,2	3	190	3350	31	72	-
813x30,2	3	200	3350	24	72	-
813x30,2	3	208	3350	24	72	-
514x27	3	208 - 235	3350	51*	51	-
406,4x22,2	3	208 - 221	3350	34	40	-
219,1x14,3	0	0 - 6	-	-	-	подземная прокладка
219,1x12,7	0	6 - 208	-	-	-	подземная прокладка

\* - обеспечивается условная устойчивость, т.е. смещение не превосходит 0,5D.

### 5.2.3 Краткое описание трасс проектируемых трубопроводов

#### *Трубопроводы-шлейфы*

Трассы трубопроводов-шлейфов берут начало с точек стыковки с оконечными устройствами трубопроводов в районе кустовых манифольдов и заканчиваются точками стыковки с оконечными устройствами трубопроводов в районе сборного манифольда СМ1. Пикетаж трасс трубопроводов возрастает по направлению от кустовых манифольдов к сборному. Трубопроводы укладываются на поверхность морского дна.

#### *Первая и вторая нитки газосборного коллектора*

Две нитки газосборного коллектора проходят параллельно друг другу, берут начало с точек стыковки с оконечными устройствами трубопроводов (ПК0) в районе манифольда СМ1 и заканчиваются на ПК615+93.32 и ПК615+73.92 для первой и второй ниток соответственно на берегу.

Участок трубопровода до глубины 60 м проходит подземно. Участок трассы на глубинах более 60 м укладывается на поверхность морского дна.

#### *Трубопровод МЭГ*

Трасса трубопровода МЭГ берет начало с точки подключения к оконечному устройству трубопровода (ПК0+0.00) в районе манифольда СМ1 и заканчивается на береговой площадке управления МТК (ПК622+13.20). Трасса трубопровода МЭГ прокладывается подземно, параллельно трассе газосборного коллектора, располагаясь с северной стороны от его первой нитки.

#### *Краткое описание проектных решений по защите трубопроводов от наружной коррозии*

В качестве пассивной защиты от внешней коррозии предусматривается применение заводского наружного антикоррозионного покрытия. Выбор материала изоляции обусловлен рабочими температурами транспортируемого продукта. При значениях температур в трубопроводах до 80<sup>0</sup>С применяется трехслойное полиэтиленовое покрытие, а при температурах свыше 80<sup>0</sup>С – трехслойное полипропиленовое покрытие.

Для защиты сварных соединений трубопроводов от наружной коррозии предусматриваются термоусаживающиеся манжеты.

Активная защита трубопроводов от наружной коррозии представлена анодными протекторами из алюминиевого сплава.

#### 5.2.4 Границы санитарно-защитных зон

Для исключения возможности повреждения сооружений морского добычного комплекса устанавливаются охранные зоны и зоны безопасности.

В соответствии с СП 284.1325800.2016, пункт 7.3, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов для них должны быть установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами «Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные постановлением Госгортехнадзора Российской Федерации от 22 апреля 1992 г. № 9».

На основании правил охраны магистральных трубопроводов пункт 4.1, охранный зона морского трубопровода принимается равной 100 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В соответствии с Федеральным законом от 30 ноября 1995 года № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» на континентальном шельфе зона безопасности для сооружений принимается равной 500 м.

Охранные зоны и зоны безопасности морского трубопровода приведены в томе 1.3, часть 1.3, чертеж 4650.00.П.02.ГКн.000.000.ГП.000.01.

### 5.3 Подводное оборудование

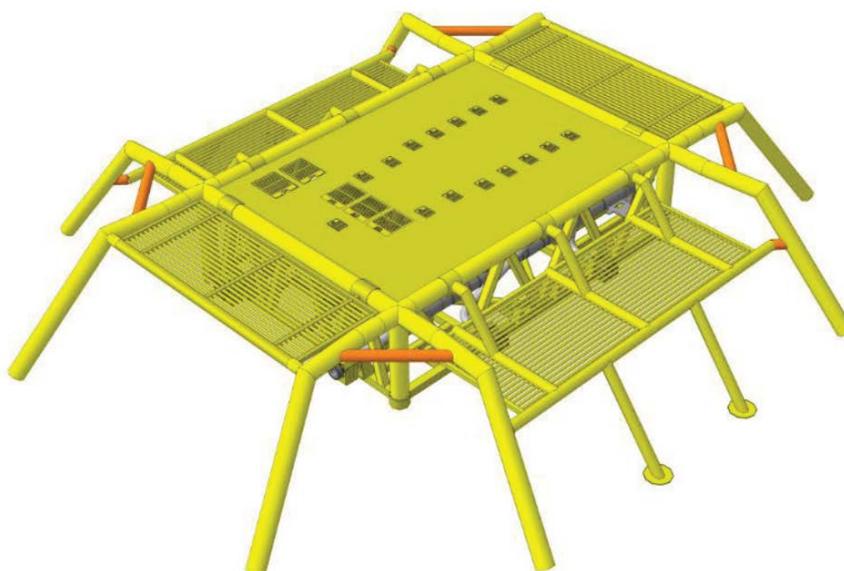
#### 5.3.1 Основной состав оборудования МТК

В рамках первого этапа обустройства Южно-Киринского месторождения предполагается монтаж и подключение следующего основного оборудования МТК:

- сборный манифольд СМ1;
- кустовые манифольды КМ 1, КМ 2 и КМ 3;
- оконечные устройства трубопровода-шлейфа от кустового манифольда КМ1 до сборного манифольда СМ1 – PLET 01.1-20/20 и PLET 02.1-20/20;
- оконечные устройства трубопровода-шлейфа от кустового манифольда КМ2 до сборного манифольда СМ1 – PELT 01.2-16/16 и PLET 02.2-16/16;
- оконечные устройства трубопровода-шлейфа от кустового манифольда КМ3 до сборного манифольда СМ1 – PLET 01.3-16/16 и PLET 02.3-16/16;
- оконечные устройства первой и второй нитки газосборного коллектора PLET 1-32, PLET 2-32;
- оконечное устройство трубопровода МЭГ – PLET МЭГ;
- линейный тройник первой и второй нитки газосборного коллектора для подключения сборного манифольда СМ2 – ИЛТ 1-32/32, ИЛТ 2-32/32;
- линейный тройник трубопровода МЭГ – ИЛТ-8/8;
- устройство подключения к газосборному коллектору для ввода ПДКС – PLET1-32/32/32, PLET2-32/32/32.

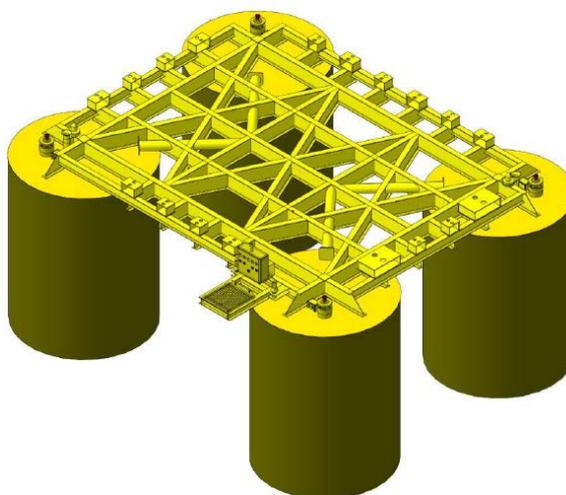
### 5.3.2 Сборный манифольд

Сборный манифольд является оборудованием системы сбора газа, предназначен для сбора пластового продукта от кустовых манифольдов и последующего направления в газосборный коллектор для транспортировки до УКПГ, приема и передачи гидравлической и электрической энергии, сигналов приборов АСУ ТП МТК, распределение для последующей подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования на кустовые манифольды. На рисунке 11 показан общий вид сборного манифольда СМ1.



**Рисунок 11 – Общий вид сборного манифольда СМ1 (без донного основания)**

Опорное основание сборного манифольда является отдельно-устанавливаемой конструкцией, обеспечивающей точное позиционирование, монтаж и горизонтальное выравнивание. На рисунке 12 представлен общий вид донного основания сборного манифольда СМ1.



**Рисунок 12 – Общий вид донного основания СМ**

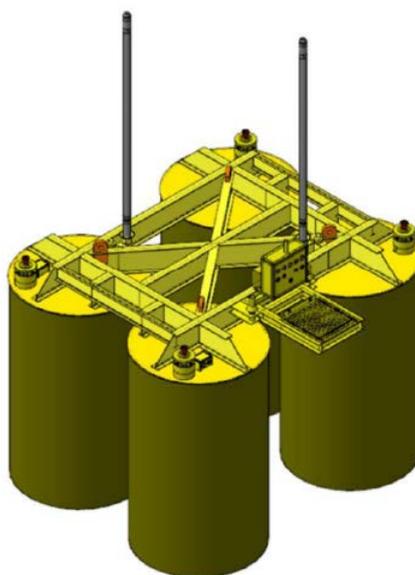
### 5.3.3 Кустовые манифольды

Кустовой манифольд является оборудованием системы сбора газа, предназначенным для сбора пластового продукта, добываемого эксплуатационными скважинами одного бурового центра, а также приема и передачи гидравлической и электрической энергии, сигналов приборов АСУ ТП МТК, подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования на устьевое оборудование скважин. Кустовые манифольды КМ1 и КМ3 рассчитаны на подключение трех эксплуатационных скважин, к КМ2 предполагается подключение двух скважин. Кустовой манифольд КМ3 предусматривает прохождение очистного и диагностического устройства. На рисунке 13 представлен общий вид кустового манифольда КМ.



**Рисунок 13 – Общий вид кустового манифольда КМ (без донного основания)**

Донные основания кустовых манифольдов являются отдельно-устанавливаемыми конструкциями, обеспечивающими точное позиционирование, монтаж и горизонтальное выравнивание, а также устойчивость манифольдов. На рисунке 14 представлен общий вид донного основания сборного манифольда СМ1.



**Рисунок 14 – Общий вид донного основания КМ**

### 5.3.4 Оконечные устройства трубопроводов (PLET). Оконечное устройство газосборного коллектора

Оконечное устройство газосборного коллектора является концевым элементом трубопровода и обеспечивает его подключение к манифольду.

Конструкция окончного устройства трубопровода с узлом для подключения камеры СОД представляет собой трубную обвязку, размещенную на опорной раме, включающую тройник с патрубком под приварку к трубопроводу и трубными ответвлениями для присоединения соединительной секции соответствующего диаметра.

Концевые участки основной трубы и трубного ответвления оснащены запорной арматурой управляемой с помощью ТНПА и ответными элементами системы соединения трубопроводов для подключения устройств запуска/приема СОД и соединительной секции от присоединяемого оборудования.

Оконечное устройство трубопровода без пропуска СОД представляет собой трубу, размещенную на опорной раме, включающую патрубок под приварку к трубопроводу, запорную арматуру и ответный элемент системы соединения трубопроводов для подключения соединительной секции соответствующего диаметра. На рисунке 15 представлен общий вид окончного устройства трубопровода PLET с узлом подключения камеры СОД.

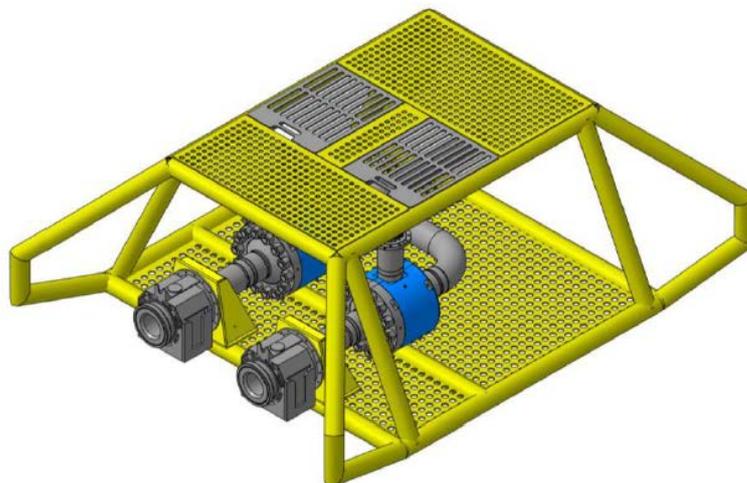


Рисунок 15 – Общий вид окончного устройства трубопровода

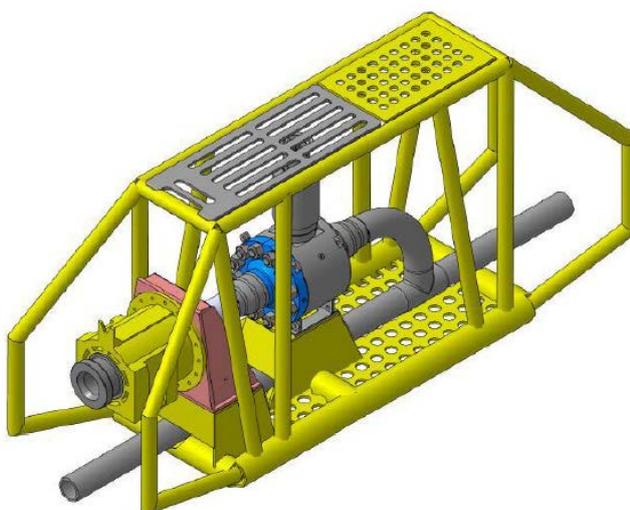
### 5.3.5 Линейный тройник (ILT)

Линейный тройник предназначен для подключения соединительных секций от сборного манифольда СМ2 к двум ниткам газосборного коллектора 813,0 мм на дальнейших этапах обустройства месторождения.

Также линейный тройник устанавливается на трубопроводе МЭГ 219,1 мм для подачи ингибитора гидратообразования в сборный манифольд СМ2 на дальнейших этапах обустройства месторождения.

Линейный тройник представляет собой равнопроходной тройник с патрубками под приварку к основному трубопроводу и трубным ответвлением, оснащенным запорной арматурой и ответным элементом системы соединения трубопроводов для подключения соединительной секции. Конструкция тройника включает опорное основание, обеспечивающее устойчивость оборудования на дне моря.

Общий вид линейного тройника представлен на рисунке 16.



**Рисунок 16 – Общий вид линейного тройника**

### **5.3.6 Линейный узел подключения (PLET 32/32/32)**

Линейный узел подключения к трубопроводу предназначен для присоединения соединительных секций 813,0 мм ПДКС к двум ниткам газосборного коллектора 813,0 мм на дальнейших этапах обустройства месторождения.

Линейный узел подключения к трубопроводу представляет собой трубную обвязку, размещенную на опорной раме, включающую два равнопроходных тройника 813x813 с патрубками под приварку к газосборному коллектору 813,0 мм и двумя трубными ответвлениями 813,0 мм. Концевые участки трубных ответвлений оснащены запорной арматурой и ответными элементами системы соединения трубопроводов для подключения соединительных трубных секций 813,0 мм. Центральный участок основной трубы (между тройниками) оснащен запорной арматурой. Для обеспечения защиты от воздействия трапового оборудования и падающих предметов, устройство подключения трубопровода оборудовано интегрированной защитной конструкцией. Общий вид PLET 32/32/32 представлен на рисунке 17.



**Рисунок 17 – Общий вид линейного узла подключения**

### **5.3.7 Система соединения трубопроводов**

Для подводного подключения трубопроводов к оборудованию МТК используются элементы соединительной системы трубопроводов, обеспечивающие легкость и простоту монтажа при помощи ТНПА, без привлечения водолазов.

К основным функциям системы соединения относятся:

- обеспечение надежного герметичного соединения выкидных линий ФА с кустовыми манифольдами;
- обеспечение надежного герметичного соединения кустовых манифольдов с оконечными устройствами трубопроводов-шлейфов;
- обеспечение надежного герметичного соединения оконечных устройств трубопроводов-шлейфов со сборным манифольдом СМ1;
- обеспечение надежного герметичного соединения сборного манифольда СМ1 с оконечными устройствами газосборного коллектора;
- обеспечение надежного герметичного соединения оконечного устройства трубопровода МЭГ со сборным манифольдом СМ1;
- обеспечение надежного герметичного соединения камер запуска/приема СОД с оконечными устройствами трубопроводов на период проведения очистки и диагностики трубопроводов.

Конструкция оборудования системы соединений обеспечивает беспрепятственное прохождение СОД по диагностируемым трубопроводам.

В системе соединения применяются два типа соединительных устройств, с хомутом и цангой.

Соединительная система с цангой применяется для временного подключения устройства запуска/приема СОД. Основными элементами цанговой системы соединения являются: направляющая рама, цанга, корпус и патрубок под приварку.

Соединительная система с хомутом применяется для подключения соединительных секций. Основными элементами данной системы являются: направляющая рама, хомут, корпус, патрубок под приварку.

### 5.3.8 Устройство запуска/приема СОД

Устройства запуска/приема СОД являются основным элементом системы очистки и диагностики трубопроводов, обеспечивают поочередный запуск очистных поршней (скребков) или одного диагностического устройства. Камера запуска/приема является универсальным инструментом способным как запускать, так и принимать скребки.

Для проведения операций по очистке и диагностики трубопроводов привлекаются специализированные вспомогательные суда, оборудованные ТНПА рабочего класса.

Общий вид устройства запуска /приема СОД на транспортировочной раме приведен на рисунке 18.

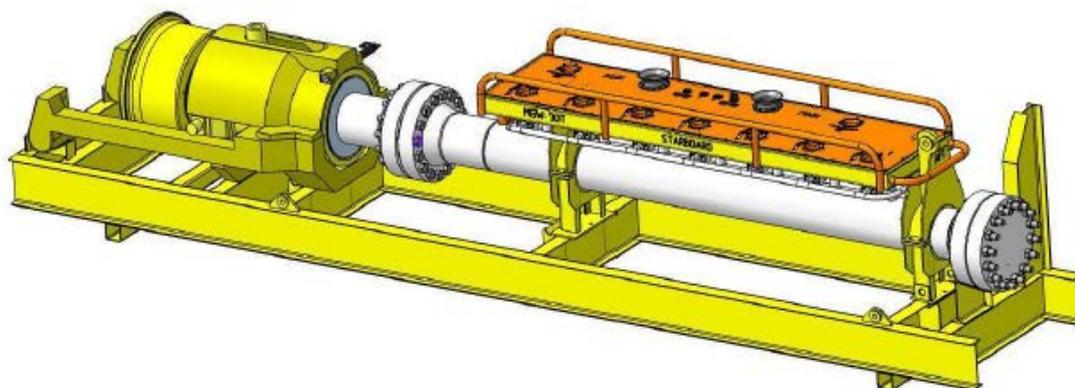


Рисунок 18 – Общий вид устройства запуска /приема СОД

### 5.3.9 Соединительные секции

Подключение газосборного коллектора 813 мм к сборному манифольду СМ1 и трубопроводов-шлейфов 514 мм и 406,4 мм к сборному и кустовым манифольдам предусматривается жесткими соединительными трубными секциями соответствующего диаметра 813 мм, 514 мм и 406,4 мм через оконечные устройства трубопроводов. Подключение фонтанных арматур эксплуатационных скважин к кустовым манифольдам предусматривается жесткими соединительными секциями диаметром 219,1 мм.

Подключение трубопровода подачи ингибитора гидратообразования (МЭГ) к сборному манифольду СМ1 предусматривается посредством жесткой соединительной секции диаметром 219,1 мм. В таблице 46 приведены обозначения и диаметры соединительных секций, применяемых на первом этапе обустройства Южно-Киринского месторождения.

**Таблица 46 – Соединительные секции**

Назначение	Обозначение	Диаметр, мм
<i>Система сбора газа</i>		
Подключение ФА скважины СК1 к кустовому манифольду КМ1	СС 1	219,1
Подключение ФА скважины СК2 к кустовому манифольду КМ1	СС 2	219,1
Подключение ФА скважины СК3 к кустовому манифольду КМ1	СС 3	219,1
Подключение ФА скважины СК4 к кустовому манифольду КМ2	СС 4	219,1
Подключение ФА скважины СК5 к кустовому манифольду КМ2	СС 5	219,1
Подключение ФА скважины СК6 к кустовому манифольду КМ3	СС 6	219,1
Подключение ФА скважины СК7 к кустовому манифольду КМ3	СС 7	219,1
Подключение ФА скважины СК8 к кустовому манифольду КМ3	СС 8	219,1
Подключение кустового манифольда КМ1 к трубопроводу шлейфу	СС 1.1	514
Подключение кустового манифольда КМ2 к трубопроводу шлейфу	СС 1.2	406,4
Подключение кустового манифольда КМ3 к трубопроводу шлейфу	СС 1.3	406,4
Подключение трубопровода шлейфа от КМ1 к сборному манифольду СМ1	СС 2.1	514
Подключение трубопровода шлейфа от КМ2 к сборному манифольду СМ1	СС 2.2	406,4
Подключение трубопровода шлейфа от КМ3 к сборному манифольду СМ1	СС 2.3	406,4
Подключение сборного манифольда СМ1 к первой нитке газосборного коллектора	СС 1ГК	813
Подключение сборного манифольда СМ1 ко второй нитке газосборного коллектора	СС 2ГК	813
<i>Система подачи МЭГ</i>		
Подключение трубопровода МЭГ к сборному манифольду СМ1	СС МЭГ	219,1

Соединительные секции выполнены в «жестком» исполнении, т.е. из стальных труб. Прямолинейные участки в жестких соединительных секциях соединяются отводами. Отводы изготавливаются из того же материала, что и трубы. Радиус изгиба отводов составляет 5 DN. На концах соединительных секций монтируется система соединений горизонтального типа.

К основным достоинствам жестких соединительных секций относятся:

- стоимость изготовления и монтажа;
- наличие труб на месте производства работ;
- скорость монтажа;
- возможность поршневания;
- расчетный срок службы соответствует проектному периоду эксплуатации.

### 5.3.10 Система шлангокабелей

Система шлангокабелей Южно-Кириного месторождения осуществляет управление пилотными распределительными клапанами, гидравлическими приводами запорной и отсечной арматуры, обеспечивает электрическим питанием элементы системы подводной добычи (СПД), подачу химреагентов, а также осуществляет прием и передачу данных между ПУМТК и подводным оборудованием.

Шлангокабель, связывающий оборудование ПУМТК и сборные манифольды СМ1 и СМ2 (СМ2 не входит в объем работ по 1 этапу обустройства месторождения) определен как основной шлангокабель.

Шлангокабели, связывающие сборный манифольд СМ1 и кустовые манифольды КМ1, КМ2, КМ3 определены как внутрипромысловые шлангокабели.

Подключение к скважинам осуществляется через соединительные гидравлические, электрические и волоконно-оптические переключки, укладываемые на морское дно.

Для подключения к сборному манифольду СМ2 (последующие этапы обустройства месторождения) применяется подводный модуль распределения основного шлангокабеля (SDU).

Схема системы шлангокабелей МТК 1-го этапа обустройства Южно-Кириного месторождения приведена на рисунке 19.

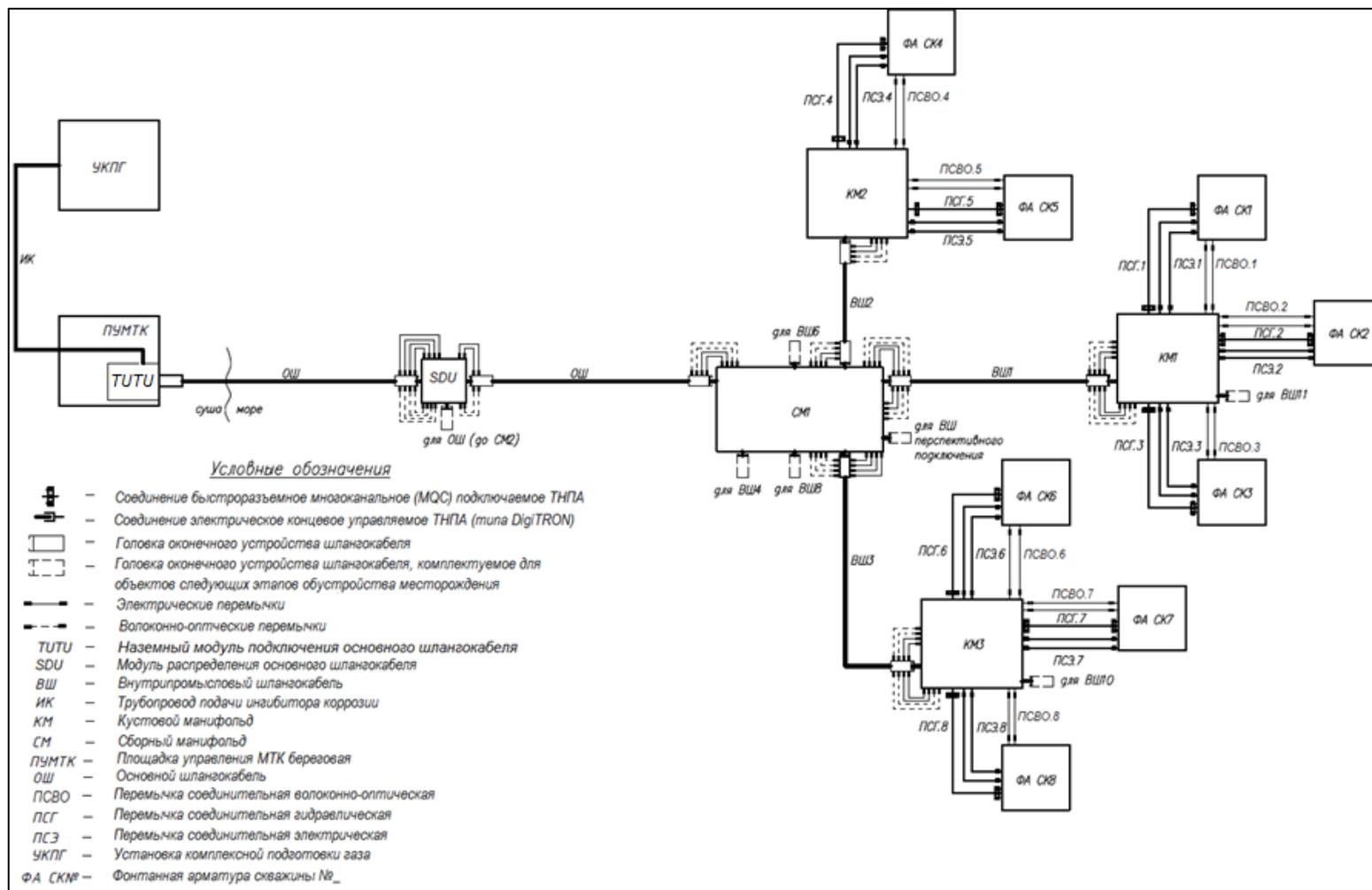


Рисунок 19 – Схема системы шлангокабелей Южно-Киринского месторождения (1 этап)

### ***Конструкция шлангокабеля***

Шлангокабель представляет собой законченную конструкцию, состоящую из группы функциональных линий (трубки, электрические и волоконно-оптические кабели), размещенных в единой связке и защищенных общей несущей оболочкой. Концы шлангокабелей оборудованы оконечными головками для подключения к оборудованию МТК.

Шлангокабель включает в себя следующие линии:

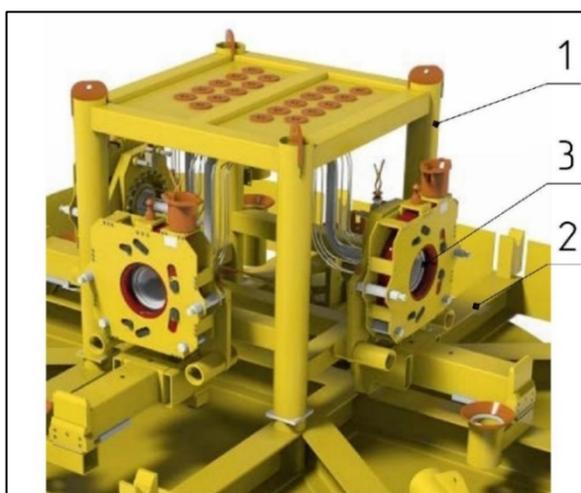
- линии подачи гидравлической жидкости низкого давления (LP) для управления отсечной и регулирующей арматурой манифольдов и ФА;
- линии подачи гидравлической жидкости высокого давления (HP) для управления забойным клапаном-отсекателем;
- линию возврата гидравлической жидкости на наземный модуль обеспечения гидравлического питания (НМОП);
- линию подачи ингибитора коррозии;
- линию резервную;
- линию сервисную;
- линии электроснабжения/передачи электрического сигнала;
- линии волоконно-оптической связи.

Внутрипромысловые шлангокабели дополнительно включают в себя линию подачи МЭГ. Подача МЭГ от ПУМТК до сборного манифольда СМ1 осуществляется по отдельному трубопроводу.

### ***Подводный модуль распределения основного шлангокабеля***

Подводный модуль распределения основного шлангокабеля (SDU) является стационарным оборудованием системы шлангокабелей, расположенным на морском дне. SDU предназначен для подключения сборного манифольда СМ2 к основному шлангокабелю на дальнейшем этапе обустройства месторождения. Конструкция SDU состоит из модуля распределения и подключения, опорного основания, необходимого для устойчивости оборудования на морском дне и интегрированной защитной конструкции, обеспечивающей сохранность оборудования от воздействия падающих предметов и орудий рыболовного промысла.

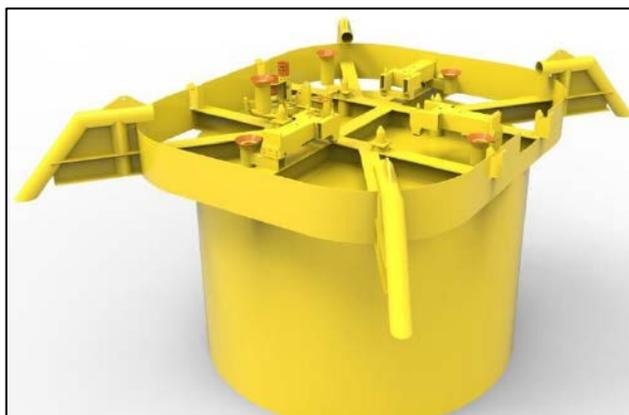
Внешний вид модуля распределения и подключения основного шлангокабеля (SDU) представлен на рисунке 22.



1 – корпус; 2 – опорное основание; 3 – хомутный соединитель (HCCS-L)

**Рисунок 20 – Внешний вид SDU**

Опорное основание SDU оснащено самозасасывающей свай. Конструкция опорного основания представлена на рисунке 21.



**Рисунок 21 – Опорное основания SDU с одинарной вакуумной свай**

Защитная конструкция SDU устанавливается на опорное основание и закрепляется на нем при помощи петель. Защитная конструкция SDU оснащена технологическими окнами, обеспечивающими доступ ТНПА к управлению клапанами SDU. Защитная конструкция, установленная на донное основание, представлена на рисунке 20.



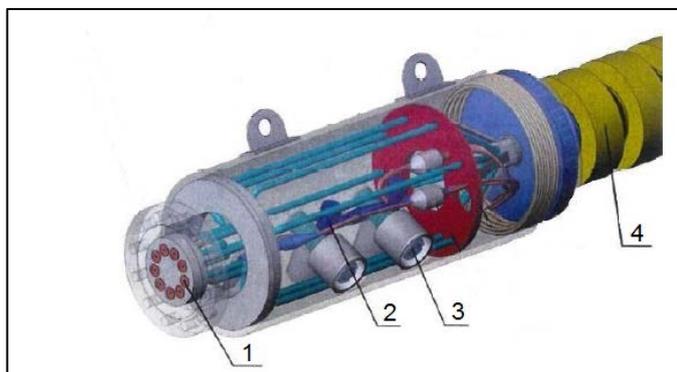
**Рисунок 22 – Защитная конструкция, установленная на донное основание**

### ***Головка оконечного устройства шлангокабеля***

Подключение шлангокабеля к СМ, КМ и SDU осуществляется с помощью головки оконечного устройства шлангокабеля (УТН).

Для подключения гидравлических линий основного шлангокабеля к оборудованию на конце УТН расположено быстроразъемное гидравлическое соединение. Подключение электрических и волоконно-оптических линий осуществляется при помощи соединительных перемычек через разъемы, расположенные на корпусе УТН. Эскиз оконечного устройства шлангокабеля приведен на рисунке 21.

Эскиз головки оконечного устройства шлангокабеля приведен на рисунке 23.



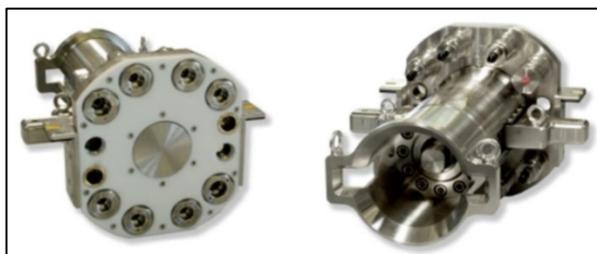
1 – гидравлические разъемы; 2- оптический разъем подводного соединения; 3- электрический разъем подводного соединения; 4 – ограничитель изгиба.

**Рисунок 23 – Эскиз головки оконечного устройства шлангокабеля**

### *Соединительные перемычки*

Соединительные перемычки (гидравлические, электрические и волоконно-оптические) применяются для подключения КМ к ФА скважин. Содержат многоканальные (для гидравлических перемычек) и многоконтактные (для электрических и волоконно-оптических перемычек) быстроразъемные соединители и ограничители изгиба. Для спуска и монтажа используются специальные корзины. В конструкции корзины имеются специальные держатели, обеспечивающие легкое снятие и предотвращающие чрезмерный изгиб и запутывание перемычек. Монтируются под водой с помощью ТНПА.

Общий вид гидравлического многоканального быстроразъемного соединителя представлен на рисунке 24. Общий вид электрического соединителя представлен на рисунке 24.



**Рисунок 24 - Общий вид гидравлического многоканального быстроразъемного соединителя**



**Рисунок 25 - Общий вид типового электрического быстроразъемного соединителя**

### *Характеристика трасс шлангокабелей*

#### Основной шлангокабель

Трасса основного шлангокабеля начинается от точки подключения к сборному манифольду СМ1 и заканчивается точкой подключения к наземному модулю подключения основного шлангокабеля (TUTU), проходит с северной стороны от трубопровода МЭГ.

Для будущего подключения основного шлангокабеля к сборному манифольду СМ2 на ПК115+84.10 устанавливается подводный модуль распределения основного шлангокабеля (SDU).

В целях обеспечения устойчивости положения, а также для защиты от падающих предметов и воздействия тралового оборудования, на всем протяжении трассы основной шлангокабель укладывается в предварительно разработанную траншею с последующей обратной засыпкой, за исключением участка монтажа SDU, а также участков подхода к сборному манифольду СМ1.

На береговом участке (ПК623+70.48) основной шлангокабель пересекает проектируемый трубопровод МЭГ. Расстояние между ними в свету составляет 0,6 м.

Длина проектируемого основного шлангокабеля составляет 62396,7 м.

#### Внутрипромысловые шлангокабели

Внутрипромысловые шлангокабели укладываются на морское дно от сборного манифольда СМ1 к кустовым манифольдам (КМ1, КМ2, КМ3).

Длины внутрипромысловых шлангокабелей представлены в таблице 47.

**Таблица 47 – Длины проектируемых внутрипромысловых шлангокабелей**

Шлангокабель	Подключаемое оборудование МТК	Длина, м
Внутрипромысловый	СМ1-КМ1	5105,90
Внутрипромысловый	СМ1-КМ2	2240,31
Внутрипромысловый	СМ1-КМ3	2752,37

Подключение фонтанных арматур (ФА) скважин к кустовыми манифольдами (КМ1, КМ2, КМ3) осуществляется с помощью электрических, волоконно-оптических и гидравлических соединительных перемычек. К каждой ФА прокладывается одна гидравлическая, две электрические и две волоконно-оптические перемычки.

### **5.3.11 Защитные конструкции**

Защитные конструкции предназначены для защиты соединительных секций от тралового воздействия и падающих предметов. Установка защитных конструкций выполняется на естественное дно. Защитные конструкции выполняются из стали марки 09Г2С класса прочности 345 ГОСТ 19281-2014 с основанием из бетона марки В45 W8 F100 на сульфатостойком портландцементе.

Для исключения траловых нагрузок и возможности зацепа защитных конструкций предусматривается наклон боковых граней не более 58°. Очертания защитных конструкций в плане должны быть плавными без острых углов и обеспечивать беспрепятственное прохождение траловой доски и донного каната трала поверху защитных конструкций.

Расчетные нагрузки от падающих предметов и орудий рыболовного промысла приняты согласно рекомендаций СТО Газпром 2-3.7-576-2011, Приложение Б, Форма Б.5, очертания защитных конструкций приняты в соответствии с рекомендациями Приложения Д.

Общее количество защитных конструкций предусмотренных в проекте Южно-Кириного месторождения (этап 1) приведено в таблице 48.

**Таблица 48 - Используемые типоразмеры защитных конструкций и их количество**

№ п/п	Наименование защитной конструкции	Масса ЗК, т	Количество
1	ЗК-КМ1-1	72,4	13
2	ЗК-КМ1-2	84,6	4
3	ЗК-КМ1-3	140,9	1
4	ЗК-КМ1-4	69,0	1
5	ЗК-КМ1-5	30,3	1
6	ЗК-КМ1-6	71,5	2
7	ЗК-КМ1-7	141,0	1
8	ЗК-КМ1-8	57,2	1
9	ЗК-КМ1-9	55,8	1
10	ЗК-КМ1-10	64,3	1
11	ЗК-КМ1-11	82,8	1
12	ЗК-КМ2-1	72,4	15
13	ЗК-КМ2-2	84,6	3
14	ЗК-КМ2-3	74,0	1
15	ЗК-КМ2-4	37,5	1
16	ЗК-КМ2-5	24,2	2
17	ЗК-КМ2-6	130,8	1
18	ЗК-КМ2-7	64,6	1
19	ЗК-КМ2-8	102,7	1
20	ЗК-КМ2-9	74,9	1
21	ЗК-КМ3-1	72,4	18
22	ЗК-КМ3-2	84,6	4
23	ЗК-КМ3-3	116,2	1

№ п/п	Наименование защитной конструкции	Масса ЗК, т	Количество
24	ЗК-КМ3-4	68,0	1
25	ЗК-КМ3-5	39,3	1
26	ЗК-КМ3-6	143,6	1
27	ЗК-КМ3-7	62,7	2
28	ЗК-КМ3-8	55,8	1
29	ЗК-КМ3-9	82,8	1
30	ЗК-СМ1-1	72,4	20
31	ЗК-СМ1-2	84,6	4
32	ЗК-СМ1-3	107,7	3
33	ЗК-СМ1-4	109,0	2
34	ЗК-СМ1-5	71,5	2
35	ЗК-СМ1-6	181,2	1
36	ЗК-СМ1-7	101,0	3
37	ЗК-СМ1-8	119,5	1
38	ЗК-СМ1-9	72,6	2
39	ЗК-СМ1-10	154,8	1
40	ЗК-СМ1-11	172,9	1
41	ЗК-СМ1-12	257,5	1
42	ЗК-СМ1-13	108,5	2
43	ЗК-СМ1-14	92,2	2
44	ЗК-СМ1-15	39,3	2
45	ЗК-СМ1-16	125,9	1
46	ЗК-СМ1-17	53,9	2
47	ЗК-СМ1-18	127,3	1
48	ЗК-СМ1-19	117,1	1

#### 5.4 Береговое оборудование

Береговой участок строительства включает в себя:

- коффердам;
- площадка управления морским технологическим комплексом (ПУМТК).

Перечень проектируемых зданий, сооружений и коммуникаций (в т.ч. транзитных) на ПУМТК, рассматриваемых в рамках данной проектной документации, приведен ниже:

- береговое здание подключения шлангокабеля (поз. 1 – здесь и далее по стройгенплану);

- укрытие кранов (поз. 2);
- блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТПА-400/10/0,4-УХЛ1 (поз. 3);
- блок-бокс аварийной дизельной электростанции 410 кВА (поз. 4);
- прожекторная мачта 24 м с молниеприемником ( $h = 28,1$  м) (поз. 5);
- склад дизтоплива  $V = 50$  м<sup>3</sup> (поз. 7) в составе:
  - емкости дизтоплива расходные  $V = 2 \times 25$  м<sup>3</sup> (поз. 7а);
  - емкость подземная дренажная  $V = 3$  м<sup>3</sup> (поз. 7б);
- молниеприемник ( $h = 40$  м) (поз. 8);
- емкость подземная дренажная  $V = 3$  м<sup>3</sup> (поз. 9);
- два резервуара для противопожарного запаса воды  $V = 200$  м<sup>3</sup> (поз. 10, 10а);
- эстакады под инженерные коммуникации;
- площадочные и транзитные коммуникации: дренаж, электроснабжение, шлангокабель, трубопровод МЭГ, трубопровод ингибитора коррозии и т.п.;
- ограждение из металлических сетчатых панелей по металлическим опорам.

Подробные конструктивные характеристики проектируемых зданий, сооружений и коммуникаций приведены в соответствующих частях и разделах настоящей проектной документации.

## 5.5 Основные принципы эксплуатации

Подробные эксплуатационные процедуры должны устанавливаться оператором Кириного месторождения – ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск». Ниже приведены наиболее вероятные режимы эксплуатации, базирующиеся на общей оценке.

### 5.5.1 Пуск

Теплый пуск скважины на фоне трубопровода под давлением

Теплый пуск скважины определяется как пуск скважины после останова, когда пластовый флюид в трубопроводе-шлейфе не успевает охладиться до температуры окружающей среды. Газ в скважине будет нагреваться за счет накопленного тепла окружающего пласта. После стандартного останова давление в трубопроводе не сбрасывается (независимо от продолжительности). Во время добычи моноэтиленгликоль подается непрерывно, и после останова в фонтанную арматуру МЭГ80/20 подается порциями. МЭГ 80/20 должен подаваться перед штуцером во избежание образования гидратов после штуцера. Пуск выполняется плавно.

Холодный пуск скважины на фоне трубопровода под давлением

Холодный пуск скважины определяется как пуск скважины после останова, при котором флюид охлаждается до температуры окружающей среды. Гравитационные эффекты вызовут отделение жидкостей и газа, образуя газовую шапку наверху скважины. МЭГ80/20 следует подавать перед штуцером, чтобы снизить охлаждающий эффект Джоуля-Томпсона.

### **5.5.2 Стандартная эксплуатация**

На базе анализа начального потока данной динамики добычи, во время стандартной эксплуатации поток будет стабильным.

Добыча из каждой скважины будет управляться штуцерной задвижкой.

Минимальная производительность определяется началом пробкового движения потока. При низких расходах, в трубопроводе будет накапливаться больше жидкости, чем при более высоких расходах. Это происходит из-за того, что при низких расходах скорость газа ниже, и он не может выносить из трубопровода столько жидкости, сколько при более высоких скоростях.

Падение давления в трубопроводе будет уменьшаться с понижением расхода до определенной точки, где падение давления увеличится, так как расход понизится. Это происходит из-за того, что поток с преобладанием трения превращается в поток с преобладанием гравитации. Это изменение совпадает с резким увеличением общего количества жидкости, скопившейся в трубопроводе. Не рекомендуется эксплуатация при расходе ниже точки падения, так как малые увеличения расхода могут вызвать большие выбросы жидкости, попадающие в береговые объекты.

При низких расходах, в трубопроводе будет накапливаться больше жидкости, чем при более высоких расходах. Разница в жидкости, скопившейся при низком и высоком расходе, будет выталкиваться из трубопровода, если скорость увеличивается. Таким образом, увеличение скорости от низкого расхода следует выполнять плавно.

### **5.5.3 Останов**

После выполнения запланированного и незапланированного останова предполагается периодическая подача МЭГ для снижения эффекта Джоуля-Томпсона при последующем запуске скважины.

## **5.6 Стратегия по отношению к гидратам**

### **5.6.1 Предотвращение образования гидратов**

Газ при пластовых условиях насыщен водой, за счет теплообмена с окружающей средой температура транспортируемого флюида понижается, что приводит к конденсации содержащейся в нем воды. При определенных термобарических условиях из воды и газа могут образовываться гидраты. По мере извлечения запасов месторождения пластовое

давление снижается, что способствует увеличению содержания воды в добываемой продукции и, следовательно, ведет к увеличению объемов подачи ингибитора гидратообразования.

Поток МЭГа, подаваемый на ПДК, должен обеспечивать безгидратный режим на участке от скважины до входа в УКПП. Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации системы сбора температура газа в любой точке системы должна быть выше температуры гидратообразования при давлении в данной точке. Концентрация МЭГа, необходимая для снижения температуры гидратообразования до температуры газа составляет около 50% мас. (меняется в зависимости от режима работы по годам). В реальных условиях, учитывая нестационарные режимы работы и погрешность расчётов, необходим запас по разности температур.

Для предотвращения образования гидратов в оборудовании и трубопроводах Южно-Киринского месторождения предусматривается непрерывная подача ингибитора. В качестве ингибитора предусмотрено использование моноэтиленгликоль (МЭГ). МЭГ смешивается с водой и снижает температуру гидратообразования.

Раствор ингибитора гидратообразования (массовой концентрацией 80% МЭГ + 20% вода) будет непрерывно подаваться от установки нагнетания МЭГ расположенной на площадке УКПП непосредственно в каждую скважину.

### **5.6.2 Необходимость в ингибиторе гидратообразования**

При нормальном режиме эксплуатации месторождения максимальное количество МЭГ80/20 потребуется в конце периода стабилизации добычи, когда расходы высокие, а пластовое давление понижено.

При первоначальном запуске скважины или запуске после длительного останова, когда температура транспортируемого продукта снижается до температуры окружающей среды, температура в месте редуцирования понижается за счет эффекта Джоуля-Томсона. Для предотвращения гидратообразования в месте редуцирования пластового флюида потребуется подача большего количества МЭГ, чем при нормальном режиме эксплуатации.

### **5.6.3 Методы борьбы с гидратообразованием**

В период добычи на Киринском ГКМ в условиях непрерывной подачи МЭГ образование гидратных пробок не ожидается. Однако в случае нарушения подачи МЭГ или других непредвиденных событий, влияющих на систему подачи МЭГ, гидратные пробки могут образовываться.

При образовании гидратных пробок в трубопроводах или оборудовании ПДК их разрушают путем ввода метанола и/или снижением давления в системе сбора газа. Место нахождения гидратной пробки определяют по росту перепада давления на определенном участке (трубопроводы-шлейфы, газосборные коллекторы).

## **6 Технологические решения по береговым объектам обустройства**

### **6.1 Технология подготовки газа и конденсата**

#### **6.1.1 Общая часть**

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы подготовки газа и конденсата Южно-Кириного месторождения при максимальной производительности установки подготовки газа к транспорту по сырью 21,0 млрд.м<sup>3</sup>/год.

#### **Существующее положение**

Площадка УКПГ Южно-Кириного месторождения планируется к размещению в непосредственной близости с УКПГ Кириного ГКМ. Данное обстоятельство позволяет произвести синергию двух объектов.

Промысловая подготовка газа Южно-Кириного месторождения к магистральному транспорту осуществляется на УКПГ БТК. Объем перерабатываемого газа горючего природного – 21,0 млрд.м<sup>3</sup>/год.

Режим работы УКПГ круглосуточный, круглогодичный, 347 суток в год.

Технология подготовки газа к транспорту определена как низкотемпературная сепарация с эжекторами. Конденсат готовится на установке стабилизации по одноколонной схеме.

В качестве ингибитора гидратообразования применяется МЭГ, при этом метанол рассматривается как резервный ингибитор для растворения гидратных пробок.

Для предотвращения последствий залповых выносов жидкости из газосборных коллекторов как при номинальном режиме эксплуатации, так и при очистке ГСК поршневым устройством на входе УКПГ предусматриваются пробкоуловители ПУ-1 емкостного типа.

Установка НТС состоит из шести технологических ниток единичной производительностью 10 млн.м<sup>3</sup>/сут. с рабочим диапазоном 60-120%. В случае вывода одной технологической нитки на обслуживание, производительность оставшихся в работе линий позволяет эксплуатировать месторождение без снижения общей мощности во времени (6x100%=5x120%=600%). Максимальная производительность технологической нитки (120%) рассчитана из учёта постоянного режима работы УКПГ.

При падении пластового давления для обеспечения работоспособности установки НТС с 15 года эксплуатации предполагается ввод ДКС на сыром газе с рекуперативным

теплообменником на входе для доохлаждения газа и подачей ингибитора гидратообразования на входе.

Конденсат газовый нестабильный идет на стабилизацию. Часть потока НГК при необходимости с помощью насоса 100Н-1 подается на вход УНТС для создания очагов образования капельной жидкости при чрезмерно низких температурах на входе УКПГ, позволяющих отделить значительную часть жидкой фазы в пробкоуловителях.

Водный раствор МЭГа подается на установку регенерации.

Газ горючий природный направляется через узел коммерческих измерений расхода газа (УКИРГ-1, поз. по ГП. 469) в МГ проекта «Сахалин-2» для подачи на завод СПГ и через узел коммерческих измерений расхода газа -2 (УКИРГ-2, поз. по ГП. 205) в СМГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток».

Установка НТС состоит из:

- блоков сепараторов 100С-1, 100С-2;
- блоков разделителей 100Р-1, 100Р-2;
- теплообменников 100Т-1, 100Т-2;
- блоков эжекторов 100Э-1;
- блоков насосов 100Н-1 (плановый ввод в период падения давления).

#### **Технология подготовки конденсата.**

Установка УСК состоит из трех технологических ниток единичной производительностью 180т/ч с рабочим диапазоном 30-150%. В случае вывода одной технологической нитки на обслуживание, производительность оставшихся в работе линий позволяет эксплуатировать месторождение без снижения общей мощности ( $3 \times 100\% = 2 \times 150\% = 300\%$ ). Максимальная производительность технологической нитки (150%) рассчитана из учёта постоянного режима работы УКПГ.

Установка УСК состоит из:

- блоков колонн стабилизации 200К-1;
- комплекса блоков печи 200П-1;
- теплообменников «конденсат-конденсат» 200Т-1;
- теплообменников охлаждения газов стабилизации 200Т-2;
- блоков емкости-дегазатора орошения 200Е-1;
- блоков насосов рециркуляционных 200Н-1;

- блоков насосов орошения 200Н-2;
- блоков насосов орошения 200Н-3.

### **Технология регенерации МЭГа.**

Установка УРМЭГ состоит из трех технологических ниток единичной производительностью 75т/ч с рабочим диапазоном 17-150%. В случае вывода одной технологической нитки на обслуживание, производительность оставшихся в работе линий позволяет эксплуатировать месторождение без снижения общей мощности ( $3 \times 100\% = 2 \times 150\% = 300\%$ ). Максимальная производительность технологической нитки (150%) рассчитана из учёта постоянного режима работы УКПГ.

Установка УРМЭГ состоит из:

- блоков регенерации МЭГа 300РМ-1;
- комплекса блоков печей 300П-1;
- блоков разделителя нМЭГа 300Р-1;
- блоков ёмкости рефлюксной 300Е-1;
- блоков теплообменников "жидкость-жидкость" 300Т-1;
- блоков насосов подачи орошения и отвода воды на утилизацию 300Н-1;
- блоков насосов регенерированного гликоля 300Н-2;
- блоков насосов подачи циркулирующей жидкости к печи 300Н-3;
- блоков аппаратов воздушного охлаждения 300ВХ-1;
- Фильтр сетчатый жидкостной 300Ф-1;
- Фильтр сетчатый жидкостной 300Ф-2.

### **Требования к качеству подготовки газа, конденсата**

Технология подготовки газа и конденсата газового обеспечивает выполнение следующих требований к продукции УКПГ.

Товарный газ, поступающий в сухопутный газопровод, по температуре точки росы по углеводородам соответствует требованиям изменения №1 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (минус 5<sup>0</sup>С). По остальным показателям товарный газ соответствует «СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

Требования СТО Газпром 089-2010 приведены в таблице 49.

**Таблица 49 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам**

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов		Метод испытания
	умеренного	холодного	
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
2 Температура точки росы по воде (ТТРВ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше: - зимний период - летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0	По 8.2
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТРУВ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: - зимний период - летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0	По 8.3
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007 (0,020)		По 8.4
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016 (0,036)		По 8.4
6 Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030 (0,070)		По 8.5
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), не менее	31,80 (7600)		По ГОСТ 31369
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001		По ГОСТ 22387.4
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно		По 8.6
Примечания			
1 Макроклиматические районы определяют по ГОСТ 16350.			
2 Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля. Периоды могут быть изменены по согласованию между поставяющей и принимающей сторонами.			
3 Для ГПП, в котором содержание углеводородов C5+высш не превышает 1,0г/м <sup>3</sup> , показатель 3 допускается не нормировать.			
4 Приведенные в скобках значения норм для показателей 4-6 действительны до 01.01.2013г.			
5 Если значение любого из показателей 4-6, 10 в течение года не превышает 0,001 г/м <sup>3</sup> , то в дальнейшем данный показатель определяют не реже 1 раза в год по согласованию между поставяющей и принимающей сторонами.			
6 Стандартные условия для определения показателей 7-11 указаны в ГОСТ 31369 (таблица Р.1). Стандартная температура при проведении объема ГПП к стандартным условиям 20,0°С.			
7 При расчетах показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.			
8 Для месторождений и подземных хранилищ, введенных в действие до 2000г., допускается превышение норм показателей 2, 3, 9 по согласованию с ОАО «Газпром».			
9 Для магистральных газопроводов, вводимых с 01.2011г., рекомендуется устанавливать в специальных технических условиях нормы для показателей ТТРВ и ТТРУВ при давлении в точке отбора пробы на 5,0°С ниже проектной минимальной температуры газа в газопроводе.			

Конденсат газовый нестабильный, получаемый на выходе с установки НТС, соответствует требованиям СТО Газпром 5.11-2008 «Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия» (см.табл. 50).

**Таблица 50 – Требования СТО Газпром 5.11-2008 к качеству конденсата газового нестабильного**

Наименование показателя	Значение для группы		Метод испытания
	1	2	
	Коды по ОК 005		
	02 7131 0100	02 7131 0110	
1 Компонентно-фракционный состав	Не нормируют		По 8.7
2 Массовая доля воды, %, не более	0,50	1,00	По 8.8
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		По 8.9
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	400	По 8.10
5 Массовая доля общей серы, %	Не более 0,01	Не нормируют, определение обязательно	По 8.11
6 Массовая доля сероводорода, %	Не определяют	Не нормируют	По 8.12
7 Массовая доля меркаптановой серы, %	Не определяют	Не нормируют	По 8.13
8 Плотность при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно		По 8.14
9 Кажущаяся плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно		По 8.15
10 Давление насыщения (давление начала кипения) при t=37,8°C, кПа (мм рт. ст.), не менее:			По 8.16
- зимний период	93,3 (700)		
- летний период	66,7 (500)		
<b>Примечания</b>			
1 Показатель 1 определяют по согласованию между поставщиком и потребителем, но не реже одного раза в месяц.			
2 К показателю 2 относят воду и водные растворы технологических примесей.			
3 Определение показателя 5, если его полученное ранее значение меньше 0,01% масс., проводят с периодичностью, согласованной между поставщиком и потребителем.			
4 Показатели 6, 7 для группы 2 определяют только для КНГ, содержащего более 0,01 % масс. сернистых соединений (в пересчете на общую серу).			
5 Стандартные условия, принятые в РФ:			
- температура Tc=293,15 К;			
- абсолютное давление Pc=101,325 кПа.			
6 Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля. Сроки начала и окончания периодов могут быть изменены по согласованию между поставщиком и потребителем.			
7 При необходимости по согласованию между поставщиком и потребителем допускается определение показателей качества КНГ и внесение нормативных требований, не указанных в таблице.			
8 Если хотя бы по одному из показателей КНГ относят к группе 2, то КНГ признают соответствующим группе 2.			
9 При необходимости по согласованию между поставщиком и потребителем допускается определение давления насыщения (давления начала кипения) КНГ по ГСССД МР 107-98 и методикам системы стандартизации ОАО «Газпром», введенным в установленном порядке.			
10 Для показателей КНГ 1-7 и 9-10 значения границ погрешности измерений установлены в соответствующих нормативных документах, разрядность записи результатов определений – согласно таблице.			

Подготовка конденсата газового стабильного на УКПГ осуществляется до требований ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный».

Требования, предъявляемые ГОСТ Р 54389-2011 к конденсату, приведены в таблице 51.

**Таблица 51 – Требования ГОСТ Р 54389-2011 к качеству подготовленного конденсата**

Наименование показателя	Норма для групп	
	I	II
1 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	
2 Массовая доля воды, % не более	0,5	
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005	
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300
5 Массовая доля серы, %	Не нормируют, определение по требованию потребителя	
6 Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более	20	100
7 Массовая доля метил- и этил меркаптанов в сумме, млн-1 (ppm), не более	40	100
8 Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	Не норм., определение обязательно Не норм. определение по требованию потребителя	
9 Выход фракций, % до температуры, °С (100; 200; 300; 360)	Не норм. определение обязательно	
10 Массовая доля парафина, %	Не нормируют, определение по требованию потребителя	
11 Массовая доля хлорорганических соединений, млн-1 (ppm)	Не нормируют, определение по требованию потребителя	
Примечания		
1 По согласованию с потребителями допускается выпуск КГС давлением насыщенных паров не более 93,3 (700) кПа (мм рт. ст.).		
2 Для организаций, перерабатывающих сернистое сырье и введенных в эксплуатацию до 1990 г., допускается по согласованию с потребителями и транспортными компаниями превышение значения по показателю 6 для КГС группы 2 до 300 млн-1 (ppm) и по показателю 7 для КГС группы 2 до 3000 млн-1 (ppm).		
3 Если хотя бы по одному из показателей КГС относят к группе 2, а по другим - к группе 1, то КГС признают соответствующим группе 2.		
4 Показатели 5-7 определяют по требованию потребителя только для конденсатов с содержанием сернистых соединений (в пересчете на серу) более 0,01 % массовых.		

## 6.1.2 Описание технологических схем

### Технологическая схема системы приема жидкостной пробки (4650.00.П.02.УКПГ.000.201а.Т.000)

Сырой газ с подводного добычного комплекса по двум коллекторам DN800 поступает на УКПГ, проходит крановый узел, где в поток перед клапаном-регулятором, контролирующим давление на входе, впрыскивается ингибитор гидратообразования - МЭГ или метанол с помощью блоков подачи БПМ-1 и БПМ-2.

Далее сырьевой газа направляется на пробкоуловители ПУ-1, в которых происходит отделение выносящейся из коллекторов жидкости и улавливание залповых выбросов.

Газ из пробкоуловителей собирается в общий коллектор DN1200 и направляется на НТС.

Жидкость из пробкоуловителей в нормальном режиме эксплуатации направляется в коллектор и далее в равном количестве распределяется по цехам подготовки газа.

На период эксплуатации с низким пластовым давлением на жидкостном потоке направляемом на установку НТС предусматриваются насосы Н-1 (согласно геологическим данным ввод необходим на 17год эксплуатации), обеспечивающие требуемый напор для подачи в первичные разделители 100Р-1.

Основной функцией системы приема жидкостной пробки, помимо отделения капельной жидкости от газа, является поддержание постоянного расхода жидкости на установку НТС. Для обеспечения данного решения в пиковые выбросы жидкости (независимо от их характера: очистка ГСК поршневанием или динамический выброс), при превышении установленного уровня в пробкоуловителях ПУ-1 продукт направляется в буферные емкости Е-2, интенсивность вывода жидкости на УНТС при этом сохраняется.

По окончанию периода выноса жидкости с ГСК, при снижении рабочего уровня жидкости в пробкоуловителях, начинается откачка накопленного продукта из буферных емкостей Е-2 насосом Н-2 в общий коллектор, далее через узлы распределения по цехам подготовки газа.

Для предотвращения образования гидратных пробок предусмотрена подача МЭГа и метанола в линию газа после каждого пробкоуловителя при помощи блока подачи ингибитора БПМ-3 и БПМ-4.

Сброс газа дегазации из буферных емкостей Е-2 предусмотрен на факельную установку. Использование данного сброса для его последующего эжектирования, либо подачи на собственные нужды невозможно, так как сброс газа из буферных емкостей

происходит периодически, что не позволяет подобрать установившийся режим работы оборудования.

На пробкоуловителях ПУ-1 и буферных емкостях Е-2 устанавливаются предохранительные клапана, защищающие оборудование от превышения расчетного давления.

Для аварийного освобождения емкостных аппаратов предусмотрена аварийная емкость Е-1. Опорожнение емкости после ликвидации аварийной ситуации предусмотрено в дренажную емкость Е-3.

Возврат всех некондиционных продуктов УКПГ предусматривается в буферные емкости Е-2 посредством полупогружного насоса дренажной емкости Е-3.

Освобождение аппаратов перед проведением мероприятий по техобслуживанию предусмотрено в дренажную емкость Е-3.

#### **Технологические схемы УНТС, УКИРГ-2 (4650.00.П.02.УКПГ.000.202а.Т.000, 4650.00.П.02.УКПГ.000.205.Т.000)**

С площадки пробкоуловителей газ по коллектору DN1200 поступает на крановый узел, далее на вход УНТС, по коллектору DN700 происходит распределение газа на технологические нитки. На период добычи с низким пластовым давлением предусмотрено подключение, через крановый узел дожимной компрессорной станции на сыром газе для обеспечения требуемого перепада давления на эжекторах, а соответственно и температуры установки НТС (ввод необходим на 15год эксплуатации).

Равномерное распределение газа по ниткам УНТС осуществляется на арматурном узле 100Ар-2, в котором происходит измерение расхода потока и его регулирование.

После разделения потока по технологическим ниткам сырой газ охлаждается потоком осушенного газа в рекуперативном теплообменнике 100Т-1 и отбивается от жидкости в сепараторе 100С-1.

Газ из сепаратора 100С-1 подается на блок эжекторов 100Э-1 для снижения давления с 8,7...8,8 МПа до 6,8...6,9МПа и температуры минус 16... минус 19°С, при этом эжектируя газ низкого давления из разделителя 100Р-2.

После эжектора газ, охлажденный до требуемой температуры, смешивается с газом выветривания из первичного разделителя 100Р-1 и поступает в низкотемпературный сепаратор 100С-2, где происходит окончательное отделение влаги и жидких углеводородов.

Холодный осушенный газ в рекуперативном теплообменнике 100Т-1 нагревается сырым газом и направляется потребителям. Для контроля и регулирования температуры сырого газа предусмотрено байпасирование теплообменника 100Т-1 частью холодного газа через регулирующий узел 100Ар-1, завязанный с датчиком температуры на выходном потоке сырьевого газа из 100Т-1.

В качестве конечных точек отгрузки товарного газа рассматривается подача осушенного газа в СМГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» и в СМГ проекта «Сахалин-2» для подачи на завод СПГ. Закачка газов стабилизации с колонны УСК с помощью компрессорной установки осуществляется в общий поток осушенного газа.

На выходах с УКПГ на товарном газе предусматриваются коммерческие узлы измерений расхода УКИРГ-1 и УКИРГ-2 (описание представлено в приложении А). Подача газа в СМГ проекта «Сахалин-2» ограничивается производительностью завода СПГ для дозагрузки линий от падающей добычи и расходом на газификацию Сахалинской области и составляет 18,5 млрд.м<sup>3</sup>/год. Подача осушенного газа в СМГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» принята из расчета подачи всего объема товарного газа 20,5 млрд.м<sup>3</sup>/год.

Перед точками понижения температуры сырого газа (перед теплообменниками 100Т-1 и блоками эжекторов 100Э-1) предусматривается впрыск ингибитора гидратообразования с помощью устройства ввода 100УВ-1. В качестве ингибитора используется 80-ти процентный по массе раствор МЭГа. Для ликвидаций образовавшихся гидратных пробок и при эксплуатации в период низких температур (То.с. ниже минус 36°С) предусмотрена подача метанола.

Жидкая фаза из пробкоуловителя, поступив на установку НТС, смешивается с жидкостью из сепаратора 100С-1 и нагревается конденсатом газовым стабильным в теплообменнике 100Т-2, затем направляется в первичный разделитель 100Р-1. Температура потока на входе в разделитель 100Р-1 регулируется байпасированием теплообменника 100Т-2 частью конденсата через регулирующий узел 100Ар-3, завязанный с датчиком температуры на выходном потоке смеси насыщенного МЭГа и конденсата из 100Т-2.

Распределение конденсата газового стабильного из общего коллектора по технологическим ниткам установки НТС осуществляется при помощи арматурного узла 100Ар-4, оснащенного замерным устройством связанным с регулирующим клапаном.

В разделителе 100Р-1 происходит дегазация и разделение конденсата от водного раствора МЭГа при давлении 6,8МПа. Из-за значительного количества жидкости на каждую технологическую нитку установки НТС предусмотрено по два первичных разделителя 100Р-1.

С межтрубного пространства теплообменника «газ-газ» предусмотрен периодический автоматизированный сброс жидкости в поток жидкости на входе в разделитель 100Р-2.

Конденсат газовый нестабильный из первичного разделителя 100Р-1 смешивается с потоком холодной жидкости из низкотемпературного сепаратора 100С-2 и подается на разделитель второй ступени с коалесцирующей секцией 100Р-2. В котором происходит окончательная дегазация и отделение конденсата газового нестабильного от насыщенного МЭГа при давлении 3,45МПа.

Конденсат газовый нестабильный из разделителя 100Р-2 направляется в коллектор и поступает на установку стабилизации конденсата.

На выходе конденсата газового нестабильного с установки предусматривается перепуск насосом 100Н-1 части потока на вход установки НТС. Данное решение необходимо для интенсивности появления очагов образования капельной жидкости в сепараторах при низких температурах сырьевого потока (около минус 10°С).

Отделившийся в разделителях водный раствор МЭГа объединяется и направляется на установку регенерации МЭГа.

Газы выветривания из первичного разделителя 100Р-1 подаются на вход в низкотемпературный сепаратор 100С-2, а газы выветривания с разделителя второй ступени 100Р-2 направляются в эжекторный блок 100Э-1 на утилизацию в качестве пассивного потока или на факельную установку 400Ф-1.

Часть осушенного газа из общего коллектора на выходе НТС подаётся на Установку стабилизации конденсата в рекуперативные теплообменники 200Т-2 для охлаждения паров с верха ректификационной колонны 200К-1. Для обеспечения частичной подачи осушенного газа на УСК и обеспечения его возврата в общий коллектор.

На входе и выходе каждой технологической нитки предусмотрена дистанционно-управляемая запорная арматура.

Для удобства обслуживания фильтров на всасывающих линиях насосов без переключения на резервный насос, монтаж фильтров предусмотрен на участке коллектора до расключения к насосам.

На емкостном оборудовании устанавливаются предохранительные клапана, защищающие аппараты от превышения расчетного давления. Сбросы газа от предохранительных клапанов направляются для сжигания в факельную систему.

Аварийные сбросы жидкости из аппаратов направляются в аварийные емкости 100Е-1 (по одной на каждое здание подготовки газа). Опорожнение емкостей после ликвидации аварийной ситуации предусмотрено в дренажную емкость Е-3.

Перед подготовкой к ремонту технологическое оборудование и трубопроводы освобождаются от остатков продуктов в дренажную емкость 100Е-2 (по одной на каждую технологическую нитку), горючие газы сбрасываются на факел, оборудование пропаривается, промывается и продувается инертным газом.

Для подготовки импульсного газа к приводам кранов и топливного газа на технологические нужды УКПГ, собственные нужды УКПГ, КОС и промбазы, компрессорную установку газов стабилизации предусмотрена установка подготовки топливного и импульсного газа.

Газ на установку подготовки может подаваться с Южно-Кириного месторождения из линии осушенного газа до коммерческих узлов измерений расхода или с УКПГ Кириного ГКМ (с установки НТС или из СМГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»).

Подготовленный газ на технологические нужды направляется в качестве топливного на печи циркулирующей жидкости УСК, УРМЭГ и факельную установку, в качестве затворного газа в начало факельного коллектора, в качестве газа передавливания ко всем аварийным и буферным емкостям УКПГ.

### **Технологическая схема УСК (4650.00.П.02.УКПГ.000.208а.Т.000)**

Конденсат газовый нестабильный с установки НТС направляется на установку стабилизации.

Из общего коллектора конденсат поступает к трем буферным емкостям 200Е-4. Распределение по емкостям выполнено с помощью регулирующих клапанов, завязанных с уровнем жидкости в них.

Помимо основного потока конденсата с установки НТС в коллектор перед буферными емкостями предусмотрена врезка линии возврата некондиционного продукта из резервуарного парка конденсата газового стабильного.

В буферных емкостях происходит снижение давления для обеспечения требуемого рабочего давления в колонне стабилизации 200К-1. Выделившийся при сбросе давления газ направляется на вход емкости орошения 200Е-1.

Жидкость после буферных емкостей проходит через узел хозрасчетных измерений, очищается на фильтре, подогревается потоком конденсата газового стабильного в теплообменнике 200Т-1 и через узел равномерного распределения загрузки технологических ниток УСК 200АрК-2 заходит в колонну стабилизации 200К-1 с температурой 86...128°С.

В блоке колонны стабилизации 200К-1 происходит процесс разделения конденсата газового нестабильного при давлении 1,7...1,8 МПа путем ректификации многокомпонентной смеси, основанной на разнице температур кипения ее компонентов. Продуктом на выходе с низа колонны является конденсат газовый стабильный, из емкости орошения выходят газы стабилизации и жидкие углеводороды, состоящие в основном из смеси пропана и бутанов.

Пары с верха колонны 200К-1 направляются в рекуперативный теплообменник 200Т-2, где охлаждаются и частично конденсируются.

Полученная газожидкостная смесь подается в емкость орошения 200Е-1, откуда жидкая часть насосом 200Н-2 для поддержания температуры возвращается на верх колонны 200К-1 в качестве орошения.

При этом предусмотрен вывод избытка сконденсировавшейся жидкости в поток горячих газов стабилизации за компрессорной установкой насосом 200Н-3.

Из емкости орошения 200Е-1 несконденсировавшиеся пары колонны, направляются в компрессорную газов стабилизации, после чего вводится в поток товарного газа.

Из емкости орошения предусмотрен вывод тяжелой фазы (вода с МЭГом) в дренажную емкость 200Е-3. Жидкость из дренажной емкости 200Е-3 полупогружным насосом откачивается в общие буферные емкости Е-2 (через дренажную емкость Е-3).

Колонна представляет собой комбинированную конструкцию, в нижней части колонны предусмотрен отсек для накопления и вывода конденсата газового стабильного и отсек для циркулирующей жидкости.

Подвод тепла в колонну осуществляется циркулирующей жидкостью куба колонны посредством нагрева ее в блоке печи подогрева циркулирующей жидкости 200П-1 (по 1 единицы на одну УСК).

Комплекс блоков печи 200П-1 представляет собой единую конструкцию в составе собственно печи с обвязкой горелки и необходимой запорной арматурой. В поду печей размещены горелки газовые во взрывобезопасном исполнении. Топливный к горелке газ подаётся через арматурный узел топливного газа, состоящий из рамы и размещенных на ней технологических трубопроводов с запорной и регулирующей арматурой и приборами КИПиА. Продукты сгорания отводятся через дымовую трубу.

В блоке печи 200П-1 предусмотрена автоматическая система блокировки подачи топливного газа по одному из сигналов:

- при погасании пламени запальника;
- при погасании пламени основной грелки в топке;
- при понижении или превышении необходимого разряжения в топке;
- при увеличении или уменьшении давления топливного газа перед горелкой за пределы допустимого значения;
- при падении перепада давления на змеевике ниже допустимого значения;
- по достижению значения нижнего концентрационного предела распространения пламени;
- при срабатывании сигнала «пожар».

В соответствии с п.6.3.20 СП 231.1311500.2015 предусматривается оборудование печей паровой изолирующей завесой, с целью исключения попадания горючей газопаро-воздушной среды при авариях на соседних установках.

Конденсат газовый стабильный на выходе с установки последовательно охлаждается в рекуперативных теплообменниках УСК (200Т-1) и УНТС (100Т-2) до температуры 40°С, а затем через узел замера направляется в резервуарный парк конденсата газового стабильного.

На линиях выхода конденсата газового стабильного с установки предусмотрен арматурный блок 200АрК-1. Имеется возможность отбора пробы.

На входе и выходе каждой технологической нитки предусмотрена дистанционно-управляемая запорная арматура.

На емкостном и колонном оборудовании устанавливаются предохранительные клапана, защищающие аппараты от превышения расчетного давления. Сбросы газа от предохранительных клапанов направляются для сжигания в факельную систему.

Аварийные сбросы из кубовой части колонны и емкости орошения направляются в аварийную емкость 200Е-2. Опорожнение емкости после ликвидации аварийной ситуации предусмотрено в дренажную емкость Е-3.

Предусмотрена возможность сброса газов из колонны 200К-1 и емкости орошения 200Е-1 на факел через дистанционно-управляемую запорную арматуру.

Перед подготовкой к ремонту технологическое оборудование и трубопроводы освобождаются от остатков продуктов в дренажную емкость 200Е-3 (по одной на каждую технологическую нитку), горючие газы сбрасываются на факел, оборудование пропаривается, промывается и продувается инертным газом.

### **Технологическая схема УРМЭГ (4650.00.П.02.УКПГ.000.211а.Т.000)**

Насыщенный водой гликоль с НТС на установку регенерации приходит одним потоком с расчётным давлением 4,1 МПа. Поток разделяется на три технологические нитки и поступает в блок дегазатора-разделителя 300Р-1.

Насыщенный МЭГ, после разделителя нагревается в рекуперативном теплообменнике 300Т-1 регенерированным МЭГом.

После нагрева насыщенного водой МЭГа в теплообменнике 300Т-1 может образовываться накипь. Предусматривается установка генераторов акустических колебаний, которые не позволяют оседать накипи на внутренней полости аппарата. Для улавливания твердых частиц после теплообменника предусмотрены фильтры 300Ф-2.

После фильтров насыщенный МЭГ поступает в среднюю часть выпарной колонны 300РМ-1, где происходит процесс разделения двухкомпонентной смеси на МЭГ и воду путем ректификации, основанной на различии температур кипения компонентов.

Подвод тепла в регенератор осуществляется с помощью печи 300П-1. Кубовая часть аппарата 300РМ-1 разделена вертикальной перегородкой на два отсека: один отсек – для сбос-

ра насыщенного МЭГа и подачи его в печь, второй – для приёма регенерированного МЭГа и паров воды из печи и отвода регенерированного МЭГа в качестве полученного продукта. Насыщенный МЭГ из нижней части 300РМ-1 подается в комплекс печи 300П-1/1,2, с помощью насоса 300Н-3, где нагревается до температуры 142°С, поддерживая требуемый температурный режим и затем поступает в блок регенератора 300РМ-1.

Комплекс блоков печи 300П-1/1,2 представляет собой единую конструкцию в составе собственно 2-х печей с обвязкой горелки и необходимой запорной арматурой. В поду печей размещена горелка газовая во взрывобезопасном исполнении. Топливный к горелке газ подаётся через арматурный узел Ар-3, состоящий из рамы и размещенных на ней технологических трубопроводов с запорной и регулирующей арматурой и приборами КИПиА. Продукты сгорания отводятся через дымовую трубу.

В блоке печи 300П-1 предусмотрена автоматическая система блокировки подачи топливного газа по одному из сигналов:

- при погасании пламени запальника;
- при погасании пламени основной грелки в топке;
- при понижении или превышении необходимого разряжения в топке;
- при увеличении или уменьшении давления топливного газа перед горелкой за пределы допустимого значения;
- при падении перепада давления на змеевике ниже допустимого значения;
- по достижению значения нижнего концентрационного предела распространения пламени;
- при срабатывании сигнала «пожар».

В соответствии с п.6.3.20 СП 231.1311500.2015 предусматривается оборудование печей паровой изолирующей завесой, с целью исключения попадания горючей газопаровоздушной среды при авариях на соседних установках.Регенерированный гликоль из колонны 300РМ-1, с помощью насоса 300Н-2 направляется в теплообменник 300Т-1, где отдаёт часть тепла нМЭГу и затем поступает в резервуарный парк через арматурный узел 300Ар-4.

При эксплуатации УРМ в режиме пуска-наладки часть регенерированного МЭГа через арматурный узел 300Ар-2 подается в поток насыщенного МЭГа, выходящего из 300Р-1. Также перепуск регенерированного МЭГа необходим для поддержания требуемой концентрации раствора на УРМЭГ.

Пары воды с верха колонны регенератора охлаждаются в аппарате воздушного охлаждения 300ВХ-1, конденсируются и поступают в рефлюксную емкость 300Е-1.

Из рефлюксной ёмкости 300Е-1 насосом 300Н-1 необходимое для поддержания температуры верха колонны количество воды с помощью насосов 300Н-1 подается в регенератор, остальная вода поступает на утилизацию.

Из ёмкости 300Е-1 так же предусмотрен отвод насыщенного МЭГа в дренажную ёмкость в режиме пуска-наладки.

На ёмкостном и колонном оборудовании устанавливаются предохранительные клапаны.

Аварийные сбросы жидкости из аппаратов и сброс жидкости с предохранительного клапана направляются в аварийную ёмкость 300Е-2.

Дренирование аппаратов осуществляется в дренажную ёмкость 300Е-3. МЭГ из дренажной ёмкости 300Е-3 направляется в дренажную ёмкость Е-3 ГП201д.

Из аварийной ёмкости 300Е-2, с помощью погружных насосов, предусмотрен возврат некондиционного продукта в 300Р-1.

Сброс кислых газов из аппаратов осуществляется на свечу 300Св-1.

#### **Технологическая схема факельного хозяйства (4650.00.П.02.УКПГ.000.228.Т.000)**

В составе факельного хозяйства предусмотрено две факельные системы: низкого ( $P_{расч}=0,6$  МПа) и высокого ( $P_{расч}=1,6$  МПа) давления.

В систему высокого давления предусмотрен сброс основного количества газа с предохранительных клапанов установок пробкоуловителей, низкотемпературной сепарации и стабилизации конденсата. Газ направляется на сепараторы 400ФС-1 и далее на факельную установку 400Ф-1.

В систему низкого давления предусмотрен сброс газа с предохранительных клапанов в случае повышения давления в аппаратах при пожаре, при плановом и аварийном освобождении оборудования, постоянный сброс газа в случае, если его невозможно утилизировать. Газ направляется на сепараторы 400ФС-2 и далее на факельную установку 400Ф-1.

Жидкость из сепараторов 400ФС-1 400ФС-2 отводится в дренажные ёмкости 400Е-1. В процессе накопления жидкости из дренажных ёмкости проводится откачка в буферные ёмкости Е-2 на входе УКПГ.

Перед дросселирующими клапанами для избежания загибания на линиях освобождения оборудования предусматривается подача МЭГа.

Сброс газа со шлейфов ГСК осуществляется на горизонтальную факельную установку Киринского ГКМ 40ГФУ-1.

#### **Технологическая схема РП СК (4650.00.П.02.УКПГ.000.220.Т.000)**

Для приема конденсата газового стабильного и освидетельствования его качества предусмотрены 4 резервуара с защитной стенкой 500Р-1 объемом  $10000 \text{ м}^3$  каждый.

Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуарного парка конденсата в соответствии с требованиями п.2.2.3 СТУ на проектирование и строительство предусмотрен контроль утечек продукта в межстенное пространство. В случае обнаружения нарушения герметичности рабочего резервуара, он выводится из эксплуатации. Продукт из данного резервуара перекачивается в другой резервуар, находящийся в резерве.

Для обеспечения минимальной температуры транспорта конденсата газового стабильного минус 10 на резервуарах предусмотрена теплоизоляция и электрообогрев в холодный период года.

В резервуарный парк конденсат газовый стабильный поступает с модулей НТС после охлаждения на теплообменнике 100Т-2.

Непосредственно у резервуаров устанавливаются задвижки с ручным приводом, которые дублируются электроприводными задвижками, расположенными на площадке отключающей арматуры.

Из резервуаров конденсат насосами 500Н-1 подается в нефтепровод «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД». На выходе с парка предусмотрен узел коммерческого измерения расхода конденсата газового стабильного.

На нагнетательном трубопроводе 500Н-1 установлен предохранительный клапан Руст= 10 МПа.

Для обеспечения необходимого кавитационного запаса на входе насосов 500Н-1 применяются бустерные насосы 500Н-3.

На основании принятых технических решений по резервированию резервуаров конденсата в составе блок-боксов насосной предусматривается насос 500Н-2 внутрипарковой перекачки продукта в аварийной ситуации в каком либо рабочем резервуаре.

В составе насосной конденсата газового стабильного предусмотрена система подачи масла к насосам 500Н-1 для смазки и охлаждения подшипников.

Из резервуаров предусмотрен отвод подтоварной воды в дренажную емкость 500Е-1, с дальнейшей откачкой в буферные емкости Е-2.

Дренаж из трубопроводов и насосного оборудования резервуарного парка направляется в дренажную емкость 500Е-1.

#### **Технологическая схема РП МЭГа и метанола (4650.00.П.02.УКПГ.000.215.Т.000)**

Для хранения МЭГа предусмотрены 8 резервуаров 600Е-1 объемом 200 м<sup>3</sup>. Для хранения метанола предусмотрены 2 расходных резервуара 600Е-2 объемом 100 м<sup>3</sup>.

Чистый МЭГ и метанол на площадку УКПГ поступают в автоцистернах и сливаются в приемно-дренажные емкости 600Е-3 и 600Е-4 соответственно, а затем перекачиваются погружными насосами на площадку расходных емкостей.

Кроме этого в резервуары МЭГа поступает регенерированный гликоль с установки регенерации МЭГа.

Из расходных емкостей МЭГ насосами 600Н-1 подается к крановым узлам и скважинам (через узел замера 600ЗУ-1), на площадку факельных сепараторов (через замерный узел 600ЗУ-2) и насосами 600Н-3 на установку НТС. В насосную МЭГ поступает через фильтры 600Ф-1.

При возникновении аварийной ситуации для ликвидации гидратных пробок подается метанол насосами 600Н-2 на установку НТС и насосами 600Н-4 (через замерный узел 600ЗУ-3) на крановый узел входа УКПГ и скважины. Для подачи метанола при выведенных на обслуживание насосах 600Н-2 и 600Н-4 предусмотрены перемычки на всасывающей и нагнетательной линиях между насосами подачи МЭГа и метанола. В насосную метанол поступает через фильтры 600Ф-2.

В обвязке емкостей метанола и резервуаров предусмотрена газоуравнительная система с подачей азота для создания «подушки», необходимой для предотвращения взаимодействия воздуха на хранимый МЭГ и поступления паров метанола в окружающую среду.

Внутрипарковая перекачка осуществляется погружными насосами, расположенными в дренажных ёмкостях.

Дренаж от емкостного и насосного оборудования направляется в приемно-дренажные емкости 600Е-3 и 600Е-4 с последующим возвратом в парк хранения.

#### **Технологическая схема РП ИК (4650.00.П.02.УКПГ.000.260.Т.000)**

Для снижения активности влияния диоксида углерода в составе сырьевого газа предусматривается подача ингибитора коррозии к скважинам.

В связи со значительным количеством требуемого ингибитора, предусматривается вариант поставки на УКПГ чистого ингибитора и приготовлением его для возможности подачи непосредственно на УКПГ.

Ингибитор коррозии для подачи в поток газа разводится в метаноле. Для реализации смешения раствора предусмотрено хранение чистого ингибитора в двух емкостях 700Р-1 по 50 м<sup>3</sup>, хранение чистого метанола в 4-х емкостях 700Р-3 по 200 м<sup>3</sup> и две емкости для приготовления и подачи раствора на ПДК 700Р-2.

По одной емкости чистых продуктов находятся в постоянном резерве в пустом состоянии на случай аварийной ситуации.

Доставка ингибитора на УКПГ предусмотрена в чистом виде в еврокубах и автоцистернах. Перекачка в емкости хранения 700Р-1 обеспечивается насосом дренажной емкости ингибитора коррозии 700Е-1, на нагнетательной линии установлен расходомер, необходимый для учёта поступившего ИК на промысел.

Доставка метанола предполагается в автоцистернах. Для приёма метанола предусмотрена приемно-дренажная емкость метанола 700Е-2. Слив осуществляется через измерительный комплекс 700КИ-1.

Для смешения раствора в требуемых пропорциях на линиях подачи ингибитора коррозии и метанола в 700Р-2 предусмотрены расходомерные устройства и регулирующая арматура.

Для перемешивания раствора возможно использовать насос внутрипарковой перекачки 700Н-2.

Подача ингибитора на ПДК осуществляется дозировочными насосами 700Н-1.

Для предотвращения контакта ингибитора, метанола и раствора ингибитора с окружающей средой хранение осуществляется под азотной подушкой со сбросами через емкость-гидрозатвор 700ЕГ-1 на свечу 700Св-1.

Дренирование чистых продуктов предусматривается в соответствующие дренажные емкости 700Е-1, 700Е-2. Дренирование насосной и оборудования с раствором предусмотрено в металлическую дренажную емкость 700Е-2 из-за высокой концентрации метанола в растворе.

#### **Технологическая схема узла технологических измерений конденсата газового стабильного (4650.00.П.02.УЗП-КПП.000.1.Т.000)**

Перед точкой сдачи конденсата газового стабильного в нефтепровод компании «СЭИК Лтд.» предусмотрен узел технологических измерений.

Узел выполнен в виде блок-бокса полной заводской готовности.

Отсечение блок-бокса выполнено электроприводными кранами со стороны входа и выхода.

Предусмотрен обратный клапан, препятствующий движению потока из нефтепровода компании «СЭИК Лтд.» в проектируемый конденсатопровод.

Для сокращения блуждающих токов и разграничению систем ЭХЗ по зонам ответственности перед врезкой в нефтепровод установлена электроизолирующая вставка.

Дренаж с узла измерений расхода КГС предусмотрен в передвижную емкость.

#### **Выводы**

В результате выполнения раздела приняты следующие основные технические решения:

- Производительность УКПГ обеспечивает подготовку сырьевого газа объемом 21,0 млрд.м<sup>3</sup>/год;
- Подготовка газа осуществляется до требований СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия»;
- Подготовка конденсата осуществляется до требований ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный»;

- Технология подготовки газа к транспорту – низкотемпературная сепарация с эжекторами. Количество технологических линий НТС – 6 рабочих единичной производительностью - 10 млн.м<sup>3</sup>/сут. с увеличением загрузки до 120% при выводе одной нитки в ремонт;
- Технология подготовки конденсата – одноколонная стабилизация. Количество технологических линий УСК – 3 рабочие единичной производительностью - 180 т/ч с увеличением загрузки до 150% при выводе одной нитки в ремонт;
- Регенерация насыщенного МЭГа – в атмосферной колонне. Количество технологических ниток регенерации МЭГа – 3 рабочие единичной производительностью - 50 т/ч с увеличением загрузки до 150% при выводе одной нитки в ремонт;
- Для хранения конденсата газового стабильного предусмотрен резервуарный парк 4x10000 м<sup>3</sup> с отгрузкой в нефтепровод компании «СЭИК»;
- В качестве ингибитора гидратообразования используется МЭГ, при этом метанол рассматривается как резервный ингибитор для разрушения образовавшихся гидратных пробок;
- Для обеспечения УКПГ и ПДК ингибитором гидратообразования предусмотрены расходные емкости МЭГа 8x200 м<sup>3</sup> и метанола 2x100 м<sup>3</sup>, блок-бокс насосной подачи МЭГа и метанола, приемно-дренажные емкости;
- Для снижения интенсивности влияния СО<sub>2</sub> в составе пластового газа на коррозионные процессы предусматривается парк ингибитора коррозии. Проектируемые емкости позволяют хранить чистые компоненты для получения раствора ИК, а блок-бокс насосной обеспечивает подачу раствора на ПДК;
- Для приема жидкостных пробок ГСК предусмотрены пробкоуловители и парк буферных емкостей для приема жидкости во время очистки ГСК поршневанием;
- Сбросы газа осуществляются на два вертикальных факела;
- Для обеспечения собственных нужд УКПГ топливным и импульсным газом предусмотрен УПТИГ в блочном исполнении;
- Отгрузка осушенного газа горючего природного осуществляется двум потребителям: в магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» и на завод СПГ по МГ компании «СЭИК».

Выбранная технология обеспечивает подготовку газа горючего природного и конденсата газового стабильного в соответствии с требованиями действующей нормативной документации на товарную продукцию и обеспечивает выполнение требований изменения №1 к заданию проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения». Принятые технологические решения соответствуют требованиям нормативно-технической документации.

## 7 Технология газотранспортных производств

В составе УКПГ для подачи газа в ГТС СЭИК рассматриваются следующие системы:

- компримирование газа;
- охлаждение газа;
- подготовка импульсного газа, газа системы газодинамических уплотнений (СГДУ) и газа обогрева;
- маслоснабжение для заправки (доливки) маслобаков приводов ГПА из бочек.

### ЦДКС. Компрессорный цех

Для обеспечения требуемого давления осушенного газа 9,8МПа на входе в магистральный газопровод СЭИК с 2022года вводится ЦДКС, работающая практически при постоянных режимах.

К установке предлагаются газоперекачивающие агрегаты мощностью 16МВт, в количестве 3 агрегатов (2 рабочих + 1 резервных).

К установке на ЦДКС предлагаются газоперекачивающие агрегаты в индивидуальных легкосборных укрытиях ангарного типа, с электрозапуском.

Подготовка топливного газа в составе агрегата.

Компрессор – центробежный, с «сухими» газодинамическими уплотнениями (ГДУ) и тип подшипников ЦБК – магнитные подвесы.

Газотурбинные установки применены на базе авиационного двигателя.

Технологическое оборудование ЦДКС скомпоновано по групповой схеме.

После аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа на ЦДКС газ подается в магистральный газопровод (МГ).

Агрегаты должны быть автоматизированными, климатического исполнения ХЛ, категории размещения I по ГОСТ 15150-69\*, изготавливаться с учетом требований ГОСТ 28775-90.

Безопасная эксплуатация агрегатов достигается исключением передачи нагрузок от обвязочных трубопроводов на патрубки нагнетателя, превышающих допустимые величины. Для ремонтных работ агрегаты оснащены грузоподъемными устройствами (Q=10т и Q=5т) с площадками обслуживания и тележками для выкатки двигателя и нагнетателя.

Исходя из условий безопасной работы грузоподъемных средств, используемых при монтаже, ремонте и обслуживании в процессе эксплуатации, расстояние между осями агрегатов рекомендовано равным 40 м.

Срок службы ГПА – должен составлять не менее 30 лет.

### **ЦДКС. Установка охлаждения газа**

Аппараты воздушного охлаждения предназначены для работы в макроклиматических районах со средней температурой воздуха самой холодной пятидневки не ниже 55°С, с сейсмичностью до 9 баллов (СНиП П-7), скоростным напором ветра по IV географическому району (СП 20.13330.2011) и давлением до 10,0 МПа.

Аппараты воздушного охлаждения комплектуются:

- жалюзи с ручным приводом или электроприводом;
- передвижной площадкой обслуживания;
- тележкой для выкатки электродвигателя;
- приспособлением для съема колеса вентилятора.

Охлаждение «сухого» газа после компримирования на ЦДКС Южно-Кириного месторождения предусмотрено в блочно-модульных аппаратах воздушного охлаждения (без рециркуляции нагретого воздуха) с поверхностью теплообмена 10500 м<sup>2</sup>.

Количество аппаратов (6+2пуск) принято с учетом охлаждения газа до температуры плюс 30°С при среднемаксимальной температуре наиболее теплого месяца.

Для предупреждения недопустимого повышения температуры при запуске ГПА в каждом цехе предусматривается два АВО на режим пускового кольца одного из агрегатов.

После АВО газ направляется в систему магистральных газопроводов.

### **ЦДКС. Установка подготовки газа**

Для обеспечения основного оборудования ЦДКС импульсным газом и газом собственных нужд применена установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа (УПТПГ).

Комплектность установки:

- блок – бокс УПТПГ;
- ресивер;
- емкость сбора конденсата;
- система управления СУ УПТПГ взрывозащищенного исполнения.

УПТПГ изготавливается на рабочее давление 10,0МПа.

Размер механических частиц в осушенном и очищенном газе не более 5,0мкм.

### **Компрессорный цех газов стабилизации.**

В данном подразделе представлены технологические решения по строительству компрессорных установок (КУ) для компримирования газов стабилизации.

КУ газов стабилизации располагаются на УКПГ Южно-Киринского месторождения в отапливаемых помещениях.

Поставка оборудования проводится на тендерной основе в соответствии с техническими требованиями, разработанными ПАО «ВНИПИГаздобыча».

### ***Оборудование для основных и вспомогательных систем КУ***

Для подключения КУ к газопроводу предусматривается узел подключения.

Трубопроводы узла подключения КУ включают шаровые краны:

- входной кран;
- выходной кран;
- выпускной кран (свеча) на входе;
- выпускной кран (свеча) на выходе;
- секущий кран.

Межцеховые технологические коммуникации прокладываются надземно на регулируемых хомутовых опорах.

Все газовые коллекторы КУ имеют минимально необходимое количество «перьевых» и свечевых врезок для освобождения в факельную систему. Крановые узлы врезок для освобождения газовых систем предусмотрены с электрообогревающим кабелем.

Очистка газа производится в фильтр-сепараторах, установленных на открытой площадке компрессорного цеха и предназначена для удаления из газа мехпримесей, воды и углеводородного конденсата на входе в компрессорную установку до требований технических условий на данный агрегат с целью предотвращения попадания влаги на КУ, а так же защиты другого оборудования и трубопроводов от твердых и жидких примесей.

Для очистки газа от мехпримесей предлагаются к установке сепараторы типа СЦВ. Один из них является резервным или работает вместе с другим для снижения гидравлических потерь на входе на КУ.

Сброс мехпримесей сепараторов очистки газа предлагается по накоплению в емкость высокого давления.

Для компримирования газов стабилизации конденсата на БТК Южно-Кириного месторождения предлагаются четыре компрессорные установки с поршневым компрессором и с приводом от электрического двигателя мощностью  $N=1500$ кВт.

Ввод компрессорной газов стабилизации – 1 год разработки месторождения.

Блочная компрессорная установка состоит из смонтированных на стальной раме приводного двигателя, компрессора, вспомогательных оборудования и систем, а также поставляемых и устанавливаемых отдельно узлов и деталей.

В основной блок компрессорной установки входят:

- одно или трехсекционная рама из конструкционной стали;
- приводной электродвигатель;
- оппозитный газовый поршневой компрессор с буферными емкостями всасывания и нагнетания;
- соединительная муфта со съемным ограждением;
- входные сепараторы на каждую ступень сжатия - вертикальные, инерционные, с сетчатыми/лопастными элементами; оснащены системой автоматического контроля уровня жидкости, пневматическим сбросным клапаном, выключателем по превышению предельного уровня жидкости, уровнемерным стеклом и дренажными кранами;
- система смазки, включая масляные насосы, подогреватель масла, фильтры и холодильники, индикатор уровня масла в картере компрессора;
- система управления и мониторинга.

Запорная арматура (на каждый поток газа):

- предохранительный клапан на всасывании первой ступени сжатия;
- предохранительный клапан на нагнетании каждой ступени сжатия;
- байпасный пусковой клапан;
- продувочный клапан;
- обратный клапан на линии нагнетания.

Внутриблочные трубопроводы компримируемого газа выведены на края рамы.

Для установки КУ на фундамент, проведения монтажных и ремонтных работ в составе установки компрессорного цеха поставляется по отдельному опросному листу кран-балка.

Монтаж компрессорной установки будет заключаться в установке блоков на фундаменты, соединении их между собой и присоединении к внешним коммуникациям.

В комплект ЗИП по требованию заказчика дополнительно должны быть включены:

- ЗИП на пуско-наладку;
- расходные материалы на ежегодное сервисное обслуживание;
- страховой ЗИП.

В процессе сжатия газов стабилизации используется две ступени, газ охлаждается после первой ступени. Газ на выходе второй ступени не охлаждается в АВО газа.

#### **Площадка ёмкостей масла**

Площадка емкостей масла предназначена для хранения масла КУ.

Вместимость резервуаров смазочного масла принята в соответствии ВРД 39-1.8-055-2002.

Принятые объемы хранения масла на территории площадки емкостей масла, м<sup>3</sup>:

- чистого системы двигателя – 5;
- отработанного системы двигателя в насосную КУ - 5;
- чистого системы компрессора - 5;
- отработанного системы компрессора в насосную КУ- 5.

#### **Компрессорный цех (для очистки ГК).**

Поставка оборудования проводится на тендерной основе в соответствии с техническими требованиями, разработанными ПАО «ВНИПИГаздобыча».

В состав КС входят следующие системы:

- компримирование газа;
- охлаждение газа.

Основные технические особенности центробежных газоперекачивающих агрегатов:

- поставка на монтажные площадки блоками с высокой заводской готовностью;
- боковая выкатка электродвигателя из-под кожуха;

- СГДУ ЦБК должна допускать работу при нулевых перепадах «газ-газ» в период пусков первых ЭГПА на компрессорной станции;
- применение аппаратов воздушного охлаждения масла пластинчато-ребристой конструкции с частотным регулированием скорости вращения вентиляторов;
- комплектация агрегатной системой подготовки буферного газа для сухих уплотнений НЦ;
- применение системы обогрева и вентиляции ангарного укрытия типа АВГМ-750, обеспечивающих температуру помещения ангара не менее +15°C при температуре наружного воздуха минус 60 °С;
- применение современных отечественных и зарубежных систем автоматического управления на современной микропроцессорной элементной базе;
- разработка и изготовление ЭГПА должна вестись в рамках нормативной документации отвечающей требованиям системы качества, соответствующей международным стандартам серии ISO 9000.

ЭГПА в объем поставки включает следующие основные элементы:

- агрегатную систему автоматического управления, включая систему противопомпажного регулирования ЦБК;
- вспомогательное оборудование и системы, обеспечивающие пуск и работу агрегата на различных режимах, нормальную и аварийную остановку, горячий резерв;
- контейнер с системами отопления, освещения, вентиляции, пожарной сигнализации и пожаротушения, оповещения о пожаре, взрывозащиты, защиты от шума и электрифицированными грузоподъемными устройствами;
- ЦБК со вспомогательным оборудованием;
- Электродвигатель со вспомогательным оборудованием;
- комплектация агрегатной системой подготовки буферного газа для сухих уплотнений НЦ;
- магнитный подвес ротора нагнетателя.

### **Компрессорный цех (для очистки ГК). Компримирование газа**

Для обеспечения перепада давления для продвижения поршня по газосборным коллекторам к установке предлагается КУ мощностью 6,3 МВт с электродвигателем и центробежным нагнетателем.

### **Компрессорный цех (для очистки ГК). Установка охлаждения газа**

После компримирования в КУ предусмотрено охлаждение газа в блочных аппаратах воздушного охлаждения 3 шт.

Расчетная температура на выходе из АВО КУ составляет от плюс 20 °С до плюс 30 °С (41,6°С при абсолютном максимуме).

Для очистки АВО газа предусматривается «Система наружной промывки АВО газа».

Обвязка КУ модульная совместно с АВО.

### **Узел запуска и приема очистного устройства**

Узлы запуска и приема очистного устройства устанавливаются на 1 и 2 нитки в составе площадки УКПГ на расчетное давление 23 МПа обеспечивающие транспорт газа по магистральному газопроводу.

Принципиально технологическая схема узла приема ВТУ, устанавливаемая на площадке УКПГ, приведена в чертеже 4650.00.ОТР.02.УКПГ.000.465.ТХ.

В состав основного оборудования узлов запуска и приема ВТУ входят:

- камера запуска-приема ВТУ на расчетное давление 23 МПа с затвором байонетного типа (затвором Шольца) в блочно-комплектном исполнении с механизмом для запасовки и перемещения, с блокировкой открытия затвора при наличии давления;
- трубопроводы, соединительные детали и продувочные свечи, обеспечивающие необходимые технологические операции по приему и запуску ВТУ на расчетное давление 23 МПа;
- арматура обеспечивающие необходимые технологические операции по приему и запуску ВТУ на расчетное давление 23 МПа;
- сигнализаторы прохождения ВТУ;
- сборник продуктов очистки (в узле приема ВТУ);
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений трубопровода.

Движение поршней осуществляется по замкнутому контуру, от УЗОУ (установка запуска очистного устройства), через соответствующий трубопровод газосборного коллектора до сборного манифольда СМ1 (с петлей для прогонки очистных поршней), затем по второй нитки газосборного коллектора до УПОУ (установка приема очистного устройства).

При наличии кольцевой системы «УКПГ-ПМ», двух коллекторов от манифольда, проектируются камеры запуска и приема очистного устройства рядом или непосредственно на УКПГ.

Движение очистного устройства от УКПГ к ПДК и обратно осуществляется за счет энергии газа, получаемой сжатием на компрессорной станции.

При движении поршня от берега к манифольду объем подаваемого газа составляет  $Q = 10,0 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$ , давление – 10,4 МПа (абс.), температура газа от плюс 20°C ... плюс 30°C (плюс 41,6°C при абсолютно-максимальной температуре воздуха).

Во время прогона поршня газ, вытесняемый из ГСК, через пробкоуловитель направляется на установку подготовки.

Давление на выходе из газосборного коллектора за все время прохождения поршня составит 9,4 ... 3,5 МПа.

Состав газа на выходе из газосборного коллектора до прогона поршня представлен в таблицах 50, 51, после прогона поршня в таблице 52.

**Таблица 52 - Состав газа на входе в газосборный коллектор (зима)**

Компоненты \ Год	Год									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Метан</i>	84,019	84,084	84,160	84,019	83,858	83,998	84,177	84,288	84,360	84,427
<i>Этан</i>	4,778	4,778	4,778	4,778	4,769	4,769	4,770	4,770	4,770	4,771
<i>Пропан</i>	2,581	2,579	2,576	2,581	2,576	2,572	2,566	2,563	2,561	2,559
<i>Изо-бутан</i>	0,675	0,674	0,673	0,675	0,674	0,672	0,669	0,668	0,667	0,666
<i>н-бутан</i>	1,048	1,046	1,044	1,048	1,046	1,042	1,037	1,034	1,032	1,030
<i>Изо-бутан</i>	0,554	0,553	0,551	0,554	0,553	0,550	0,546	0,543	0,542	0,540
<i>н-пентан</i>	0,454	0,452	0,451	0,454	0,453	0,450	0,446	0,443	0,442	0,440
<i>Гексан</i>	0,367	0,366	0,364	0,367	0,388	0,384	0,379	0,376	0,374	0,372
<i>Гептан</i>	0,704	0,699	0,694	0,704	0,743	0,733	0,720	0,711	0,706	0,701
<i>Октан</i>	0,644	0,638	0,631	0,644	0,680	0,667	0,650	0,640	0,633	0,626
<i>Нонан</i>	0,400	0,395	0,389	0,400	0,423	0,412	0,397	0,388	0,382	0,377
<i>Декан</i>	0,306	0,301	0,296	0,306	0,324	0,313	0,298	0,289	0,283	0,277
<i>Ундекан</i>	0,203	0,199	0,194	0,203	0,215	0,205	0,193	0,185	0,179	0,174
<i>Додекан</i>	0,175	0,170	0,164	0,175	0,185	0,174	0,161	0,152	0,146	0,141
<i>Тридекан</i>	0,118	0,114	0,109	0,118	0,125	0,116	0,104	0,097	0,093	0,088
<i>Тетрадекан</i>	0,095	0,091	0,086	0,095	0,100	0,092	0,081	0,074	0,069	0,065

Год Компоненты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Пентадекан</i>	0,071	0,068	0,063	0,071	0,075	0,068	0,058	0,052	0,048	0,044
<i>Гексадекан</i>	0,054	0,051	0,047	0,054	0,058	0,050	0,041	0,036	0,033	0,030
<i>Гептадекан</i>	0,152	0,139	0,125	0,152	0,160	0,135	0,104	0,087	0,076	0,066
<i>Азот+ редкие</i>	0,403	0,404	0,404	0,403	0,402	0,403	0,405	0,405	0,406	0,406
<i>СО<sub>2</sub></i>	2,197	2,198	2,199	2,197	2,193	2,195	2,197	2,198	2,199	2,199
<i>Вода</i>	1,938	1,967	1,973	1,911	1,862	1,845	2,057	2,056	2,068	2,050
<i>МЭГ</i>	0,639	0,647	0,635	0,558	0,480	0,426	0,646	0,635	0,627	0,607
<i>Метан</i>	84,442	84,512	84,579	84,684	84,786	84,875	84,981	85,082	85,179	85,265
<i>Этан</i>	4,771	4,771	4,772	4,772	4,773	4,774	4,774	4,777	4,778	4,779
<i>Пропан</i>	2,559	2,557	2,555	2,552	2,549	2,547	2,544	2,543	2,540	2,538
<i>Изо-бутан</i>	0,665	0,664	0,663	0,662	0,660	0,659	0,657	0,656	0,654	0,653
<i>н-бутан</i>	1,030	1,028	1,026	1,022	1,019	1,017	1,014	1,011	1,008	1,005
<i>Изо-бутан</i>	0,540	0,538	0,536	0,534	0,531	0,529	0,526	0,523	0,521	0,518
<i>н-пентан</i>	0,440	0,438	0,437	0,434	0,432	0,430	0,427	0,424	0,422	0,420
<i>Гексан</i>	0,372	0,369	0,367	0,364	0,361	0,358	0,354	0,350	0,347	0,344
<i>Гептан</i>	0,699	0,694	0,688	0,680	0,671	0,663	0,653	0,641	0,631	0,623
<i>Октан</i>	0,624	0,617	0,610	0,599	0,587	0,577	0,564	0,547	0,534	0,523
<i>Нонан</i>	0,375	0,369	0,363	0,353	0,343	0,334	0,323	0,308	0,298	0,288
<i>Декан</i>	0,276	0,270	0,264	0,254	0,244	0,235	0,224	0,209	0,199	0,188
<i>Ундекан</i>	0,173	0,168	0,163	0,154	0,146	0,138	0,128	0,117	0,108	0,100
<i>Додекан</i>	0,140	0,134	0,128	0,119	0,111	0,103	0,093	0,083	0,074	0,066
<i>Тридекан</i>	0,087	0,082	0,078	0,071	0,064	0,058	0,050	0,044	0,038	0,032
<i>Тетрадекан</i>	0,064	0,060	0,056	0,049	0,043	0,037	0,031	0,028	0,022	0,018
<i>Пентадекан</i>	0,043	0,040	0,036	0,031	0,026	0,022	0,017	0,016	0,012	0,009
<i>Гексадекан</i>	0,029	0,026	0,023	0,019	0,015	0,012	0,009	0,008	0,006	0,004
<i>Гептадекан</i>	0,064	0,055	0,047	0,035	0,026	0,019	0,012	0,014	0,008	0,004
<i>Азот+ редкие</i>	0,407	0,407	0,408	0,408	0,409	0,409	0,410	0,411	0,411	0,412
<i>СО<sub>2</sub></i>	2,200	2,200	2,201	2,203	2,204	2,205	2,207	2,209	2,210	2,212
<i>Вода</i>	2,065	2,084	2,131	2,198	2,272	2,359	2,461	2,589	2,844	2,944
<i>МЭГ</i>	0,605	0,613	0,627	0,664	0,709	0,764	0,837	0,916	1,149	1,195

Продолжение таблицы 52

Компоненты \ Год	Год									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<i>Метан</i>	85,345	85,413	85,474	85,531	85,574	85,600	85,599	85,557	85,573	85,588
<i>Этан</i>	4,781	4,782	4,783	4,791	4,792	4,792	4,792	4,792	4,793	4,793
<i>Пропан</i>	2,536	2,535	2,534	2,538	2,538	2,537	2,537	2,539	2,538	2,538
<i>Изо-бутан</i>	0,652	0,651	0,650	0,651	0,650	0,650	0,650	0,651	0,650	0,650
<i>н-бутан</i>	1,003	1,001	0,999	1,000	0,998	0,998	0,998	0,999	0,999	0,998
<i>Изо-бутан</i>	0,516	0,514	0,513	0,511	0,510	0,509	0,509	0,511	0,510	0,510
<i>н-пентан</i>	0,418	0,416	0,415	0,413	0,412	0,411	0,411	0,412	0,412	0,412
<i>Гексан</i>	0,341	0,338	0,336	0,331	0,330	0,329	0,329	0,330	0,330	0,329
<i>Гептан</i>	0,614	0,607	0,600	0,586	0,581	0,579	0,579	0,583	0,581	0,579
<i>Октан</i>	0,512	0,502	0,492	0,471	0,465	0,461	0,461	0,466	0,464	0,462
<i>Нонан</i>	0,278	0,269	0,260	0,243	0,237	0,234	0,234	0,239	0,237	0,235
<i>Декан</i>	0,179	0,170	0,161	0,147	0,142	0,138	0,139	0,143	0,141	0,139
<i>Ундекан</i>	0,092	0,085	0,078	0,071	0,067	0,064	0,064	0,068	0,067	0,065
<i>Додекан</i>	0,058	0,051	0,045	0,043	0,039	0,037	0,037	0,041	0,039	0,038
<i>Тридекан</i>	0,027	0,022	0,018	0,020	0,017	0,015	0,015	0,018	0,017	0,016
<i>Тетрадекан</i>	0,014	0,011	0,008	0,010	0,008	0,007	0,007	0,010	0,009	0,008
<i>Пентадекан</i>	0,006	0,004	0,003	0,005	0,004	0,003	0,003	0,005	0,004	0,004
<i>Гексадекан</i>	0,002	0,002	0,001	0,002	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002
<i>Гептадекан</i>	0,002	0,001	0,001	0,003	0,002	0,001	0,001	0,003	0,002	0,002
<i>Азот+ редкие</i>	0,412	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413
<i>СО<sub>2</sub></i>	2,213	2,214	2,215	2,218	2,219	2,220	2,220	2,219	2,219	2,220
<i>Вода</i>	3,055	3,188	3,339	3,522	3,748	3,958	3,773	3,961	4,056	4,152
<i>МЭГ</i>	1,243	1,301	1,369	1,444	1,537	1,567	1,441	1,497	1,485	1,474

Таблица 53 - Состав газа на входе в газосборный коллектор (лето)

Год Компоненты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Метан</i>	84,019	84,084	84,160	84,019	83,858	83,998	84,177	84,288	84,360	84,427
<i>Этан</i>	4,778	4,778	4,778	4,778	4,769	4,769	4,770	4,770	4,770	4,771
<i>Пропан</i>	2,581	2,579	2,576	2,581	2,576	2,572	2,566	2,563	2,561	2,559
<i>Изо-бутан</i>	0,675	0,674	0,673	0,675	0,674	0,672	0,669	0,668	0,667	0,666
<i>н-бутан</i>	1,048	1,046	1,044	1,048	1,046	1,042	1,037	1,034	1,032	1,030
<i>Изо-бутан</i>	0,554	0,553	0,551	0,554	0,553	0,550	0,546	0,543	0,542	0,540
<i>н-пентан</i>	0,454	0,452	0,451	0,454	0,453	0,450	0,446	0,443	0,442	0,440
<i>Гексан</i>	0,367	0,366	0,364	0,367	0,388	0,384	0,379	0,376	0,374	0,372
<i>Гептан</i>	0,704	0,699	0,694	0,704	0,743	0,733	0,720	0,711	0,706	0,701
<i>Октан</i>	0,644	0,638	0,631	0,644	0,680	0,667	0,650	0,640	0,633	0,626
<i>Нонан</i>	0,400	0,395	0,389	0,400	0,423	0,412	0,397	0,388	0,382	0,377
<i>Декан</i>	0,306	0,301	0,296	0,306	0,324	0,313	0,298	0,289	0,283	0,277
<i>Ундекан</i>	0,203	0,199	0,194	0,203	0,215	0,205	0,193	0,185	0,179	0,174
<i>Додекан</i>	0,175	0,170	0,164	0,175	0,185	0,174	0,161	0,152	0,146	0,141
<i>Тридекан</i>	0,118	0,114	0,109	0,118	0,125	0,116	0,104	0,097	0,093	0,088
<i>Тетрадекан</i>	0,095	0,091	0,086	0,095	0,100	0,092	0,081	0,074	0,069	0,065
<i>Пентадекан</i>	0,071	0,068	0,063	0,071	0,075	0,068	0,058	0,052	0,048	0,044
<i>Гексадекан</i>	0,054	0,051	0,047	0,054	0,058	0,050	0,041	0,036	0,033	0,030
<i>Гептадекан</i>	0,152	0,139	0,125	0,152	0,160	0,135	0,104	0,087	0,076	0,066
<i>Азот+ редкие</i>	0,403	0,404	0,404	0,403	0,402	0,403	0,405	0,405	0,406	0,406
<i>СО<sub>2</sub></i>	2,197	2,198	2,199	2,197	2,193	2,195	2,197	2,198	2,199	2,199
<i>Вода</i>	1,739	1,785	1,808	1,781	1,754	1,752	1,887	1,896	1,913	1,903
<i>МЭГ</i>	0,409	0,436	0,443	0,408	0,354	0,319	0,449	0,449	0,448	0,436

Продолжение таблицы 53

Компоненты \ Год	Год									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<i>Метан</i>	84,442	84,512	84,579	84,684	84,786	84,875	84,981	85,082	85,179	85,265
<i>Этан</i>	4,771	4,771	4,772	4,772	4,773	4,774	4,774	4,777	4,778	4,779
<i>Пропан</i>	2,559	2,557	2,555	2,552	2,549	2,547	2,544	2,543	2,540	2,538
<i>Изо-бутан</i>	0,665	0,664	0,663	0,662	0,660	0,659	0,657	0,656	0,654	0,653
<i>н-бутан</i>	1,030	1,028	1,026	1,022	1,019	1,017	1,014	1,011	1,008	1,005
<i>Изо-бутан</i>	0,540	0,538	0,536	0,534	0,531	0,529	0,526	0,523	0,521	0,518
<i>н-пентан</i>	0,440	0,438	0,437	0,434	0,432	0,430	0,427	0,424	0,422	0,420
<i>Гексан</i>	0,372	0,369	0,367	0,364	0,361	0,358	0,354	0,350	0,347	0,344
<i>Гептан</i>	0,699	0,694	0,688	0,680	0,671	0,663	0,653	0,641	0,631	0,623
<i>Октан</i>	0,624	0,617	0,610	0,599	0,587	0,577	0,564	0,547	0,534	0,523
<i>Нонан</i>	0,375	0,369	0,363	0,353	0,343	0,334	0,323	0,308	0,298	0,288
<i>Декан</i>	0,276	0,270	0,264	0,254	0,244	0,235	0,224	0,209	0,199	0,188
<i>Ундекан</i>	0,173	0,168	0,163	0,154	0,146	0,138	0,128	0,117	0,108	0,100
<i>Додекан</i>	0,140	0,134	0,128	0,119	0,111	0,103	0,093	0,083	0,074	0,066
<i>Тридекан</i>	0,087	0,082	0,078	0,071	0,064	0,058	0,050	0,044	0,038	0,032
<i>Тетрадекан</i>	0,064	0,060	0,056	0,049	0,043	0,037	0,031	0,028	0,022	0,018
<i>Пентадекан</i>	0,043	0,040	0,036	0,031	0,026	0,022	0,017	0,016	0,012	0,009
<i>Гексадекан</i>	0,029	0,026	0,023	0,019	0,015	0,012	0,009	0,008	0,006	0,004
<i>Гептадекан</i>	0,064	0,055	0,047	0,035	0,026	0,019	0,012	0,014	0,008	0,004
<i>Азот+ редкие</i>	0,407	0,407	0,408	0,408	0,409	0,409	0,410	0,411	0,411	0,412
<i>СО<sub>2</sub></i>	2,200	2,200	2,201	2,203	2,204	2,205	2,207	2,209	2,210	2,212
<i>Вода</i>	1,917	1,934	1,977	2,037	2,101	2,175	2,258	2,363	2,413	2,647
<i>МЭГ</i>	0,435	0,439	0,449	0,477	0,511	0,550	0,598	0,655	0,649	0,850

Продолжение таблицы 53

Компоненты \ Год	Год									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<i>Метан</i>	85,345	85,413	85,474	85,531	85,574	85,600	85,599	85,557	85,573	85,588
<i>Этан</i>	4,781	4,782	4,783	4,791	4,792	4,792	4,792	4,792	4,793	4,793
<i>Пропан</i>	2,536	2,535	2,534	2,538	2,538	2,537	2,537	2,539	2,538	2,538
<i>Изо-бутан</i>	0,652	0,651	0,650	0,651	0,650	0,650	0,650	0,651	0,650	0,650
<i>н-бутан</i>	1,003	1,001	0,999	1,000	0,998	0,998	0,998	0,999	0,999	0,998
<i>Изо-бутан</i>	0,516	0,514	0,513	0,511	0,510	0,509	0,509	0,511	0,510	0,510
<i>н-пентан</i>	0,418	0,416	0,415	0,413	0,412	0,411	0,411	0,412	0,412	0,412
<i>Гексан</i>	0,341	0,338	0,336	0,331	0,330	0,329	0,329	0,330	0,330	0,329
<i>Гептан</i>	0,614	0,607	0,600	0,586	0,581	0,579	0,579	0,583	0,581	0,579
<i>Октан</i>	0,512	0,502	0,492	0,471	0,465	0,461	0,461	0,466	0,464	0,462
<i>Нонан</i>	0,278	0,269	0,260	0,243	0,237	0,234	0,234	0,239	0,237	0,235
<i>Декан</i>	0,179	0,170	0,161	0,147	0,142	0,138	0,139	0,143	0,141	0,139
<i>Ундекан</i>	0,092	0,085	0,078	0,071	0,067	0,064	0,064	0,068	0,067	0,065
<i>Додекан</i>	0,058	0,051	0,045	0,043	0,039	0,037	0,037	0,041	0,039	0,038
<i>Тридекан</i>	0,027	0,022	0,018	0,020	0,017	0,015	0,015	0,018	0,017	0,016
<i>Тетрадекан</i>	0,014	0,011	0,008	0,010	0,008	0,007	0,007	0,010	0,009	0,008
<i>Пентадекан</i>	0,006	0,004	0,003	0,005	0,004	0,003	0,003	0,005	0,004	0,004
<i>Гексадекан</i>	0,002	0,002	0,001	0,002	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002
<i>Гептадекан</i>	0,002	0,001	0,001	0,003	0,002	0,001	0,001	0,003	0,002	0,002
<i>Азот+ редкие</i>	0,412	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413
<i>СО<sub>2</sub></i>	2,213	2,214	2,215	2,218	2,219	2,220	2,220	2,219	2,219	2,220
<i>Вода</i>	2,746	2,867	3,003	3,167	3,371	3,563	3,447	3,624	3,721	3,818
<i>МЭГ</i>	0,884	0,929	0,979	1,032	1,099	1,112	1,062	1,105	1,094	1,084

**Таблица 54 – Состав газа Южно-Киринского месторождения после установки НТС, подаваемого на компрессорную установку и далее в газосборный коллектор**

Состав, мольные доли	Минимум	Максимум
Метан	0,8953	0,8986
Этан	0,0458	0,0468
Пропан	0,0188	0,0202
и-Бутан	0,0034	0,0038
н-Бутан	0,0042	0,0050
и-Пентан	0,0012	0,0016
н-Пентан	0,0007	0,0010
Фр. 60-70	0,0002	0,0003
Фр. 70-80	0,0001	0,0001
Фр. 80-90	0,0001	0,0001
Фр. 90-100	0,0001	0,0001
Фр. 100-110	0,0000	0,0001
Азот	0,0043	0,0044
CO <sub>2</sub>	0,0222	0,0224
Вода	0,0000	0,0000
МЭГ	0,0000	0,0000
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Плотность при ст. усл.</b>	<b>0,75кг/м<sup>3</sup></b>	

Потребность в трубной продукции, соединительным деталям для проектирования на территории УКПГ обвязки камеры запуска – приема очистного устройства, номинальным диаметром 32" (на сухопутном участке - Ø820 мм) на рабочее давление 23,0 МПа (с температурой эксплуатации минус 40°С, температурой хранения минус 60 °С) категория «В» с расчетной толщиной стенки 45,8мм.

Сброс газа из продувочных свечей УПОУ предусмотрен на безопасном расстоянии.

#### **Установка замера газа**

УКИРГ предназначен для:

- измерения в автоматизированном режиме количества газа, поступающего в магистральный газопровод СЭИК по трубопроводу Ду 1000 приведенного к стандартным условиям;

- измерения в автоматизированном режиме количества газа, поступающего в магистральный газопровод Ду 1400;
- определения в автоматизированном режиме показателей качества газа, прошедшего через УКИРГ (компонентный состав, плотность, влагосодержание, температура точки росы по углеводородам, теплота сгорания газа).

### **Установка замера газа. Исходные данные**

Рабочая среда – природный газ.

Диаметры подводящего и отводящего трубопровода принимается в соответствии с диаметром газопровода, принятым при разработке проектной документации для строительства объекта.

Выход с площадки ЦДКС в магистральный газопровод СЭИК предусмотрен одним трубопроводом Ду1000.

Режим работы узла коммерческого измерения расхода газа (УКИРГ) – непрерывный.

Режим управления запорной арматурой – автоматизированный с возможностью ручного управления.

### **Основные показатели функционирования УКИРГ. Метрологическое обеспечение**

В составе УКИРГ используются средства измерений, прошедшие испытания в целях утверждения типа и допущенные к применению в установленном порядке.

УКИРГ обеспечивает измерение и вычисление объема и показателей качества газа в следующих единицах:

- объемного расхода (в рабочих и стандартных условиях) - м<sup>3</sup>/час;
- объема - м<sup>3</sup>;
- температуры - °С;
- давления (абсолютного) - МПа;
- компонентного состава - % (мол.);
- плотности (в рабочих и стандартных условиях) - кг/м<sup>3</sup>;
- влажности (в рабочих и приведенных условиях) - ppm (млн-1);
- температуры точки росы по углеводородам - °С;
- теплоты сгорания газа (высшей, низшей) - МДж/м<sup>3</sup>.

Средства измерений, входящие в состав УКИРГ, имеют следующие метрологические характеристики:

- пределы допускаемой относительной погрешности ультразвуковых преобразователей расхода в рабочих условиях  $\pm 0,3$  % (при поверке на расходомерной установке),  $\pm 0,5$  % (при поверке имитационным способом);
- пределы основной допускаемой приведенной погрешности дистанционных преобразователей абсолютного давления  $\pm 0,065$  %;
- пределы допускаемой основной приведенной погрешности манометров  $\pm 0,6$  %;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности дистанционных преобразователей температуры  $\pm 0,2$  °С;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности термометров, установленных на измерительных трубопроводах,  $\pm 1$  °С;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности термометра, установленного в БИК,  $\pm 0,1$  °С;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности стационарного анализатора влажности 0,01 млн-1;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности анализатора температуры точки росы по углеводородам  $\pm 1$  °С;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразователей плотности газа  $\pm 0,15$  %;
- основная относительная погрешность вычислителя FloBoss S600+ при вычислениях объема газа, приведенного к стандартным условиям  $\pm 0,01$  %.

### Принцип работы УКИРГ

УКИРГ обеспечивает:

- дистанционное и местное измерение давления газа на каждом ИТ;
- дистанционное и местное измерение температуры газа на каждом ИТ;
- дистанционное измерение объема и объемного расхода газа на каждом ИТ;
- дистанционное измерение расхода газа в линиях измерения плотности;
- дистанционное измерение давления в линиях подключения баллонов с гелием;
- местное измерение давления газа на входном и выходном коллекторах, в линиях измерения плотности, дренажных линиях, линиях контроля протечек;

- местное измерение давления в линиях подключения баллонов с калибровочным газом и азотом;
- автоматическое измерение плотности газа на каждом ИТ;
- автоматическое измерение влагосодержания газа в БКК;
- автоматическое измерение температуры точки росы газа по углеводородам в БКК;
- дистанционное измерение компонентного состава газа в БКК;
- ручной отбор проб газа с контролем давления и температуры среды при отборе;
- автоматизированное управление электроприводными шаровыми кранами и соленоидными клапанами;
- контроль герметичности электроприводной запорной арматуры;
- сбор утечек и дренажа оборудования и трубопроводов в систему дренажа (применена закрытая дренажная система);
- возможность подключения оборудования для промывки и/или продувки измерительных трубопроводов;
- фильтрация среды от механических примесей;
- сброс газа на свечу;
- аварийное освобождение измерительных трубопроводов на свечу;
- автоматизированное управление измерительными линиями – включение, переключение, отключение, подключение по Z-схеме при контроле метрологических характеристик.

Газ поступает в БИТ. В БИТ предусмотрены входной, выходной коллекторы DN 1200 и три измерительных трубопровода DN 700 – два рабочих и один резервный.

Конструкция БИТ и БКК предусматривает трубопроводы для удаления газа на свечу, дренирования жидкости (DN 25) и аварийного освобождения измерительных трубопроводов на свечу (DN 50).

На всех свечных трубопроводах предусмотрена установка огнепреградителей и система кабельного обогрева с теплоизоляцией.

На трубопроводе к дренажной емкости предусмотрена схема ручного регулирования расхода (рабочая и резервная линии) и установлен предохранительный клапан ( $P_{уст}=1,6\text{МПа}$ ).

Для участка дренажного трубопровода от УКИРГ до дренажной емкости, входящего в комплект поставки УКИРГ, также предусмотрена теплоизоляция и электрообогрев.

В состав БИТ входит технологическая обвязка с запорной арматурой, позволяющая проводить контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочего ультразвукового счетчика по резервному путем их последовательного включения.

На узле подключения УКИРГ к газопроводу предусмотрена байпасная линия.

На площадке узла подключения УКИРГ установлены:

- краны №№4, 4а, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 на байпасной линии (включая байпасные и свечные);
- краны №№3, 3.1, 3.2, 3.3 и 5, 5.1, 5.2, 5.3 на входной и выходной нитке.

### **Электростанция собственных нужд (ЭСН). Установка подготовки топливного газа**

Установка подготовки топливного газа УПТГ предназначена для:

1. Подготовки топливного газа с целью использования его в качестве топлива для привода газотурбинных двигателей газотурбинной электростанции ГТЭС "Урал-6000";

2. В соответствии с ВРД 39-1.10-071-2003 «Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО «Газпром» при использовании ЭСН в качестве единственного базового источника электроснабжения следует предусматривать прокладку основного и резервного топливных трубопроводов от двух источников для обеспечения проведения ремонтных работ основной топливной магистрали.

Технические решения рассматриваются на основании следующих исходных данных:

- УПТГ устанавливается на открытой площадке;
- Пропускная способность УПТГ определяется суммой расходов топливного газа максимально возможного количества ГТЭС при одновременном запуске одной резервной ГТЭС.

УПТГ должна осуществлять следующие функции:

- очистка поступающего на установку газа от механических и жидких примесей;
- измерение и учет расхода газа через установку;
- подогрев, поддержание в заданном диапазоне в автоматическом режиме температуры и давления топливного газа;
- измерение и контроль параметров воздушной среды, загазованности укрытия установки с выдачей параметров на АРМ диспетчера;
- автоматический контроль за системами инженерного обеспечения, пожарной сигнализации и контроль доступа в укрытие установки с выдачей параметров на АРМ.

**Описание принципиально-технологической схемы установки подготовки топливного газа.**

Газ поступает в УПТГ по трем трубопроводам.

Первый вход газа в УПТГ имеет следующие параметры (таблица 55)

**Таблица 55**

Параметр	min	max
Расход, кг/ч	1687	11809
Давление, МПа	6.7	7.35
Температура, °С	-12.3	+3.0

Массовая доля твердых частиц на входе УПТГ – до 50г/1000м<sup>3</sup> размером не более 0,08 мм.

Второй вход газа в УПТГ имеет следующие параметры (таблица 56).

**Таблица 56**

Параметр	min	max
Расход, м <sup>3</sup> /ч	1687	11809
Давление, МПа	6.4	7.35
Температура, °С	+7.7	+24.5

Массовая доля твердых частиц на входе УПТГ – до 50г/1000 м<sup>3</sup> размером не более 0,08 мм.

Третий вход газа в УПТГ имеет следующие параметры (таблица 57).

**Таблица 57**

Параметр	min	max
Расход, м <sup>3</sup> /ч	1687	11809
Давление, МПа	6.5	9.8
Температура, °С	+1.6	+13.7

Параметры газа на выходе из УПТГ.

Первый выход топливного газа (рабочий) для ГТЭС-6000 имеет следующие характеристики.

**Таблица 58**

Параметр	min	max
Расход, м <sup>3</sup> /ч	1687	11809
Давление, МПа	1.6 7.35	1.8
Температура, °С	+5	+80

- содержание примесей твёрдых частиц в топливном газе не более 4 мг/кг, доля частиц размером более 100 мкм допускается не более 0,3 мг/кг;
- наличие жидкой фазы не допускается;
- содержание любых паров в газообразном топливе не должно превышать значений, соответствующих состоянию насыщения при температуре на 20°С ниже температуры в топливном трубопроводе.

Второй выход топливного газа (резервный) для ГТЭС-600 имеет такие же характеристики (таблица 59).

**Таблица 59**

Параметр	min	max
Расход, м <sup>3</sup> /ч	1687	11809
Давление, МПа	1.6 7.35	1.8
Температура, °С	+5	+80

- содержание примесей твёрдых частиц в топливном газе не более 4 мг/кг, доля частиц размером более 100 мкм допускается не более 0,3 мг/кг;
- наличие жидкой фазы не допускается;
- содержание любых паров в газообразном топливе не должно превышать значений, соответствующих состоянию насыщения при температуре на 20°С ниже температуры в топливном трубопроводе.

Параметры конденсата на выходе из УПТГ.

- давление газа  $P_{\text{раб.}}=0,3$  МПа;
- температура конденсата  $t_{\text{min}}=+5\dots+30$ °С.

Сосуды, аппараты и емкости, работающие под давлением должны соответствовать ТР ТС 032/2013, быть испытаны, иметь сертификат соответствия.

При установке предохранительной арматуры необходимо соблюдать требования ТР ТС 032/2013.

### **Система маслоснабжения**

Для обеспечения (заправка и доливка) маслом приводов газоперекачивающих агрегатов предусматривается склад масла в таре.

В состав склада масла в таре входят:

- помещение с мостовым краном для хранения масла в бочках;
- маслозаправочная установка;
- установка сбора масел.

Склад масел в таре, согласно ВРД 39-1.8-055-2002, предусматривает хранение чистого масла для подпитки системы маслоснабжения ГПА. Вместимость резервуаров смазочного масла должна обеспечивать подпитку ГПА в течение 3 месяцев, а также 50 % запас объема маслосистем всех установленных ГПА.

Для подачи масел к маслобакам газоперекачивающих агрегатов используется передвижная маслозаправочная установка (МЗУ).

МЗУ конструктивно должна быть выполнена для возможности эксплуатации при низких температурах окружающей среды в климатическом исполнении «ХЛ».

МЗУ служит для пополнения безвозвратных потерь масла в маслобаках ГТД.

Для выполнения вышеуказанных работ производятся следующие операции:

- прием масел в баки МЗУ из стационарных емкостей склада ГСМ с помощью стационарного насоса склада ГСМ или из бочек - переносными насосами;
- транспортирование масел в баках МЗУ;
- подогрев масел в баках МЗУ;
- заправка масел в баки ГТД и нагнетателя.

Основным конструктивным элементом МЗУ является маслонапорная станция (МНС), состоящая из двух отдельных гидравлических систем для разных типов масел, расположенная в термоконстантном фургоне прицепа.

МНС включает в себя два бака по 300 литров для каждой гидравлической системы, систему маслопроводов с фильтрами и запорной арматурой, а также насосы для перекачивания масел.

Конструкция присоединительных частей маслопроводов обеспечивает быстрое присоединение и отсоединение заправочных шлангов, а также исключает протечки масел во время заправки и операции отсоединения заправочных шлангов.

Все металлические элементы МНС, соприкасающиеся с маслом, выполнены из нержавеющей стали.

МЗУ снабжена системой контроля и сигнализации за основными параметрами, обеспечивающими работу установки – уровнем масла в баках, давлением в трубопроводах, температурой масла в баках, а также системой автоматического поддержания необходимой температуры воздуха внутри фургона во время простоя в период низких температур наружного воздуха.

Для эффективного прогрева оборудования внутри фургона, а также для снижения теплотерь при открывании дверей в зимний период, МЗУ снабжена воздушно - тепловыми завесами.

Выносной пульт управления, расположенный на наружной поверхности задней двери фургона, обеспечивает управление установкой без открывания дверей и полностью дублирует работу основного пульта управления, находящегося внутри фургона.

Для очистки масел в маслобаках газоперекачивающих агрегатов предлагается передвижная установка очистки масла.

Дренаж масел от ГПА предусматривается в надземные дренажные емкости с дальнейшим вывозом автотранспортом. Емкость предусматривается индивидуальная на каждый ГПА.

## **8 Технология трубопроводного транспорта**

### **8.1 Общая часть**

В данном разделе рассматриваются вопросы строительства линейной части вновь проектируемых трубопроводов:

- две нитки промышленного газосборного коллектора «Берег – УКПГ Южно-Кириного месторождения» (сухопутный участок);
- промышленный трубопровод моноэтиленгликоля (МЭГ) от площади управления МТК до УКПГ Южно-Кириного месторождения;
- промышленный трубопровод ингибитора коррозии (ИК) от УКПГ Южно-Кириного месторождения до площади управления МТК.

Морской участок двух ниток газосборного коллектора рассмотрен в разделе 4650.00.П.02.ЛМ1.ПЗ – Система сбора газа и технология трубопроводного транспорта.

## **8.2 Характеристика параметров трубопровода**

В соответствии с гидравлическим расчетом, представленным в разделе 4650.00.П.02.ЛМ2.ПЗ – Гидравлические и тепловые расчёты, строительство газосборного коллектора (ГК) принято двухниточным из труб Ду800 (сталь класса прочности К60), строительство трубопровода моноэтиленгликоля (МЭГ) предусмотрено однониточным. Прокладка трубопровода МЭГ предусмотрена в одной траншее с второй ниткой газопровода Ду800 из труб Ду200 (сталь Х65). Также предусмотрен трубопровод ингибитора коррозии (ИК), который прокладывается в одной траншее с газопроводом Ду800 (1-я нитка) из труб Ду80 (сталь Х65).

Ориентировочная протяженность сухопутного участка каждой нитки составляет 17,0 км.

### **Сведения о рабочем давлении. Классы и категории трубопроводов**

В соответствии с п.7.1.1 ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» и СТУ по объекту, промышленный газосборный коллектор с  $P_{раб.23,00\text{МПа}}$  относится к I классу, и в соответствии с п.7.1.5 и табл. 3 принимается категории не ниже С, классификация продуктов по п. 6.2 (ГОСТ Р 55990-2014) – категории 4; промышленный трубопровод МЭГ с  $P_{раб.32\text{МПа}}$  и промышленный трубопровод ИК с  $P_{раб.32\text{МПа}}$  относятся к III классу (п.7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014), и в соответствии с п.7.1.5 и табл. 3 принимаются категории не ниже С, классификация продуктов по п. 6.2 (ГОСТ Р 55990-2014) – категории 6.

### **Сведения о температуре и составе продуктов в трубопроводах**

Температура газа в газосборном коллекторе от минус 18°C – зимой до плюс 20°C – летом.

Температура продукта для трубопровода ИК – от минус 32°C – зимой до плюс 20°C – летом.

Температура продукта для трубопровода МЭГ– от плюс 5°C – зимой до плюс 20°C – летом.

Состав транспортируемого продукта для проектируемых трубопроводов представлен в таблицах 60-62.

**Таблица 60 - Состав продукта для газосборного коллектора**

№п/п	Компонент	Состав газа, мол.%		№п/п	Компонент	Состав газа, мол.%
1	H <sub>2</sub> O	1,804...3,930		7	IBUTANE	0,616...0,659
2	N <sub>2</sub>	0,391...0,397		8	BUTANE	0,945...1,023
3	CO <sub>2</sub>	2,102...2,146		9	IPENTANE	0,483...0,541
4	METHANE	81,029...82,331		10	PENTANE	0,390...0,443
5	ETHANE	4,538...4,663		11	C <sub>6+</sub>	1,771...3,396
6	PROPANE	2,403...2,518		12	МЭГ	0,417...1,485

**Таблица 61 - Состав продукта для трубопровода МЭГ**

№п/п	Компонент	Состав продукта, мольн. доли
1	H <sub>2</sub> O	20
2	МЭГ	80

**Таблица 62 - Состав продукта для трубопровода ингибитора коррозии**

№п/п	Компонент	Состав продукта, % по массе
1	ИНКОРГАЗ-112	10
2	Конденсат	90
№п/п	Компонент	Состав продукта, % по массе
1	Метанол	80
2	H <sub>2</sub> O	20

Расчет толщин стенок трубопроводов выполнен по формулам ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», А.Б. Айнбиндер «Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость» с учетом сейсмических воздействий согласно СП 14.13330.2014, «СНиП II-7-81\*. Строительство в сейсмических районах» по критериям для стадии сейсмического воздействия МРЗ (максимальное расчетное землетрясение) с периодом повторяемости 1000 лет.

На основании проведенных расчетов, проектом выбраны трубы минимально допустимой толщины с учетом сортамента труб, выпускаемых отечественными заводами, исходя из требований «Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-4.1-971-2015, а также согласно Единого Реестра ПАО «Газпром».

Для трубопровода ГК с учетом коррозии 0,1 мм на каждый год эксплуатации при сроке службы – 30 лет для газового коллектора принимаем трубу **Ø820x38,7мм (К60)** для категории С и **Ø820x45,8мм (К60)** для категории В.

Для трубопровода МЭГ принимаем трубу **Ø219x16мм (X65)** для категории С и **Ø219x20мм (X65)** для категории В.

Для трубопровода ИК принимаем трубу **Ø89x7мм (X65)** для категории С и **Ø89x8мм (X65)** для категории В.

### Основные физические характеристики труб

Характеристика основных труб и область их применения приведены в таблице 61. Результаты расчетов толщины стенки – в таблице 63.

**Таблица 63- Характеристика основных труб**

№	Категория	Наименование и техническая характеристика
1	С	ГК - Труба 820x38,7 сталь К60 Pраб.23МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 20°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным трехслойным усиленным полиэтиленовым покрытием
2	В	ГК - Труба 820x45,8 сталь К60 Pраб.23МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 20°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным трехслойным усиленным полиэтиленовым покрытием
3	С	МЭГ - Труба 219x16 сталь X65 Pраб.32МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 40°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным трехслойным усиленным полиэтиленовым покрытием
4	В	МЭГ - Труба 219x20 сталь X65 Pраб.32МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 40°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным трехслойным усиленным полиэтиленовым покрытием
5	С	ИК - Труба 89x7 сталь X65 Pраб.32МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 40°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным трехслойным усиленным полиэтиленовым покрытием
6	В	ИК - Труба 89x8 сталь X65 Pраб.32МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 40°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным трехслойным усиленным полиэтиленовым покрытием

Производство труб из стали класса К60 диаметром 820мм с расчётной толщиной стенки на давление Pраб.=23,00 МПа возможно в соответствии с разработанными «Техническими требованиями к трубам и соединительным деталям с наружным антикоррозионным заводским покрытием для проектируемых береговых (сухопутных) промышленных трубопроводов по объекту «Обустройство Южно-Кириного месторождения».

Для защитных кожухов на переходах через автомобильные дороги приняты трубы из стали К60 и К48 в заводской изоляции усиленного типа соответствующего диаметра согласно требованиям п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014.

Таблица 64

Диаметр и толщина трубы в мм, сталь	ТУ на трубу, наружное антикоррозионное покрытие	Завод-изготовитель	Область применения
1220x18.0 (К60)	ТУ 14-156-77-2008 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Защитные кожухи для газосборного коллектора
820x38,7 (К60)	по типу ТУ 24.20.21-011-01395041-2019	ЗАО «Лискимон-тажконструкция»	Участок от границы проектирования с морским участком до границы подхода к площадке УКПГ – категории «С»
820x45,8 (К60)	по типу ТУ 24.20.21-011-01395041-2019	ЗАО «Лискимон-тажконструкция»	Участок подхода к площадке УКПГ – категории «В»
426x10 (К48)	ТУ 14-3Р-1128-2007 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Защитные кожухи трубопровода
325x19 (К56)	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Обвязка крановых узлов
325x10 (К48)	ТУ 14-3Р-1128-2007 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Защитные кожухи трубопровода
219x16 (Х65)	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Участок от УКПГ до МТК – категории «С»
219x20 (Х65)	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Участок подхода к площадке УКПГ – категории «В»
89x7 (Х65)	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Участок от УКПГ до МТК – категории «С»
89x8 (Х65)	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Участок подхода к площадке УКПГ – категории «В»
57x4 (К56)	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 1390-005-79580093-2012	ОАО «ВТЗ» ООО «Завод по изоляции труб»	Обвязка крановых узлов

### Размещение трубопроводной арматуры

В соответствии с п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014 на газосборном коллекторе на каждой нитке предусмотрена запорная арматура:

- охранный кран на расстоянии не менее 500 метров от площадки УКПГ;
- береговой линейный кран перед границей проектирования морского участка в районе площадки ПДК.

На каждой нитке газосборного коллектора предусматриваются узлы приема-запуска (универсальные) средств очистки и диагностики (УПЗОУ), которые располагаются на территории площадки УКПГ. Конструкция УПЗОУ отражена в книге 5.7.1.3 – 4650.00.П.02.ТХ.ПЗ – Технология газотранспортных производств.

В соответствии с п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014 на трубопроводах МЭГ и ИК устанавливаются:

- охранный кран – при выходе с площадки УКПГ на расстоянии не менее 100 метров от площадки (в проекте совмещен с охранным краном ГК);
- линейный кран на расстоянии не более 10 км от охранный крана;
- линейный кран перед границей проектирования морского участка (предусмотрен в книге 5.7.1.2 – 4650.00.П.02.Т.ПЗ – Технология подготовки газа, конденсата).

С целью исключения поступления транспортируемого продукта в водоемы, проектом предусмотрено расположение указанных крановых узлов на отметках выше уровня ГВВ 10%-ной обеспеченности.

Местоположение отключающей арматуры на трубопроводах см. 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 1 – Технологическая схема.

Конструкцию узлов установки запорно-регулирующей арматуры на газосборном коллекторе, трубопроводах МЭГ и ингибитора коррозии (ИК) см. 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 листы 84–88.

Для двух ниток газосборного коллектора Ду800 проектом принята конструкция кранового узла с двухсторонней продувкой.

В качестве запорной арматуры на газопроводе приняты краны шаровые Ду80...Ду800 подземной установки с электроприводом, с патрубками под приварку, в хладостойком исполнении, по классу «А» герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015, во взрывозащищенном исполнении и устройством системы управления, обеспечивающими возможность дистанционного и местного (ручного) управления.

Поставка арматуры предусматривается с приваренными в заводских условиях катушками (переходными кольцами). Для снижения вероятности попадания сварочного графа в полости уплотнения шаровых кранов при сварочных работах в трассовых условиях, в соответствии с письмом ПАО «Газпром» от 21.04.2016 №09/08-2482 (см. Приложение Е), и для обеспечения равнопрочного соединения с трубой без термообработки сварного стыка с учетом действующей НТД (СП 36.13330-12, СТО Газпром 2-2.2-136-2007, СТО Газпром 2-2.2-115-2007), проектом предусмотрена ТПА с длиной патрубков:

- для DN 800 – 1200мм.;
- для DN 300 – 450мм.;

- для DN 200 – 300мм.;
- для DN 80 – 250мм.;

Проектом предусмотрено применение оборудования и арматуры с заводским наружным антикоррозионным покрытием в соответствии с требованиями п.7.2.3.7 СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром».

Согласно п.9.2.4 СТО Газпром 2-2.1-383-2009 «Нормы проектирования промышленных трубопроводов», проектом предусмотрена установка запорной арматуры Ду800 на фундаменты.

Для двух параллельно прокладываемых ниток проектируемого газосборного коллектора Ду800 предусмотрено взаимное смещение узлов линейной запорной арматуры на расстояние не менее 50м друг от друга, в соответствии с п.9.2.3 ГОСТ Р 55990-2014 и п.9.2.3 СТО Газпром 2-2.1-383-2009 «Нормы проектирования промышленных трубопроводов».

Проектом предусмотрено применение арматуры, рассчитанной и испытанной для применения в районах с сейсмичностью до 8 баллов включительно по шкале MSK-64 в соответствии с п.7.2.3.1 СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром», ГОСТ 30546.1-98, ГОСТ30546.2-98, и имеющей сертификат соответствия.

В проекте предусматривается поставка кранов отечественного производства. Краны шаровые Ду80-Ду800 приняты по типу ХКСФ.374220.944.ТУ ООО «РМА Рус» с электроприводом.

Время перестановки затвора электроприводом шарового крана в соответствии с п.7.7.2.6 и таблицей 7.4 СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром» принято не более:

- 6 сек. для Ду80,
- 12 сек. для Ду200,
- 18 сек. для Ду300.

Для кранов Ду800 время перестановки затвора электроприводом шарового крана принято не более 42сек., поскольку в СТО Газпром 2-4.1-212-2008 требования для кранов указанного типоразмера отсутствуют.

Для опорожнения участка газосборного коллектора от УКПГ до охранного крана (УОК №1-ГК) и участка после охранного крана в случае ремонта или внештатной ситуации, крановый узел имеет двустороннюю продувку на свечу Ду300 (см. 4650.00.П.02.ГК.000. 000.Л.000 лист 90). В соответствии с п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014,

сброс газа из свечи предусматривается на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры. Диаметр свечи принят исходя из обеспечения стравливания газа в течение 1,5-2 часов из участка газопровода между отсекающими кранами.

Высота продувочных свечей принята 5м от уровня земли, в соответствии с п.9.2.6 ГОСТ Р 55990-2014.

Для плавного заполнения участков газопровода газом при пуске (в начальный момент или после проведения ремонтных работ) в крановом узле Ду800 предусмотрен байпас Ду300. Заполнение газом осуществляется из прилегающего участка газопровода, с последовательным открытием байпасных кранов Ду300. При этом должен обеспечиваться плавный подъем давления газа в газопроводе не более 0,3 МПа в час.

На отключающих кранах с обеих сторон устанавливаются стояки отбора газа, на которых предусмотрены фланцевые соединения Ду50 для ввода в газопровод ингибитора гидратообразования инвентарными средствами.

Крановые узлы ограждаются металлической сеткой. На площадке линейных крановых узлов предусмотрено помещение для укрытия кранов от заносов снегом, для облегчения ремонтных и профилактических работ.

В укрытии предусматривается освещение и вентиляция.

Контроль доступа за ограждение кранового узла и в укрытие осуществляются путем установки периметральной системы охранной сигнализации.

Предусматривается также молниезащита площадки крановых узлов.

В соответствии с требованиями ПУЭ площадка кранового узла по взрывоопасности отнесена к зоне класса В-1г, по образованию взрывоопасной смеси к категории II-А, к группе смеси Т1, категории наружных установок по пожарной опасности - Ан.

К площадкам крановых узлов предусмотрены подъездная автодорога и подвод электроэнергии для управления запорной арматурой, освещения площадки и местных щитов управления.

### **Соединительные детали**

Соединительные детали Ду50-Ду800 предусматриваются хладостойкого исполнения. При необходимости детали комплектуются приваренными на заводе переходными кольцами, имеющими класс прочности, соответствующий классу прочности присоединяемой трубы.

Для линейной части трубопроводов должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

- отводы холодного гнутья, отводы гнутые при индукционном нагреве или штам-  
посварные из двух половин;

- тройники горячей штамповки;
- тройники штамповарные с цельноштампованными ответвлениями;
- переходы конические, концентрические штампованные или штамповарные;
- заглушки эллиптические.

Проектом предусмотрено применение соединительных деталей Ду80, Ду200, Ду300 с заводским наружным антикоррозионным покрытием, а для газосборного коллектора Ду800 - с заводским наружным теплогидроизоляционным покрытием.

Соединительные детали должны быть испытаны заводом-изготовителем гидравлическим давлением, равным 1.3 рабочего давления – для деталей, монтируемых на участках газопровода категории С.

Разделка кромок присоединительных концов деталей должна удовлетворять условиям сварки. Толщина кромки под сварку должна быть равной расчетной толщины стенки трубы с механическими свойствами, соответствующими нормативным механическим свойствам детали.

### **8.3 Проектные решения по прохождению трассы. Прокладка трубопроводов**

Прокладка трубопроводов на всем протяжении подземная. Трубопроводы укладываются преимущественно параллельно рельефу местности.

#### **Минимальное расстояние от оси трубопроводов**

В соответствии с п.5.2 СТУ по объекту для 1 и 2 ниток газосборного коллектора Ду800 при параллельной прокладке, в том числе на участках заглубления в дно водоемов с зеркалом воды в межень менее 25м, минимальное расстояние между осями трубопроводов принято 15м.

Минимальное расстояние в свету между трубопроводами, прокладываемыми в одной траншее, составляет 1м.

#### **Глубина заложения, ширина траншеи трубопроводов**

Заглубление трубы предусматривается ниже глубины сезонного промерзания, но не менее, чем на:

- 0.8м до верхней образующей трубы – на сухих минеральных грунтах;
- 1.1м до верха балласта – на обводненных минеральных грунтах, в болотистой местности.

Ширина траншей по дну и крутизна откосов принимается в соответствии с СП 86.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» и СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство». Ширина траншеи по дну определена в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристик грунтов, наличия балластировки и других условий прокладки. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях (криволинейное очертание трубопровода) осуществляется за счет:

- укладки сваренных плетей труб по кривым естественного радиуса изгиба;
- применения отводов с индукционным нагревом заводского изготовления.

Выполнение сварных косых стыков запрещается.

Ширина траншеи понизу на криволинейных участках, выполненных из отводов принудительного гнутья, принята равной двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках.

Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях осуществляются за счет упругого изгиба труб, заводских отводов холодного гнутья и отводов, изготовленных методом индукционного нагрева.

Минимальный радиус упругого изгиба для углов поворота трубопровода Ду800 три градуса и более составляет не менее 2000м.

Разбивка на местности кривых поворота, монтируемых из отводов, выполняется в соответствии с проектом. Запрещается разбивка поворотов трубопровода по круговой кривой и по усредненным значениям радиусов.

Отводы холодного гнутья и отводы, изготовленные методом индукционного нагрева, предусмотрены заводского изготовления по техническим условиям, разрешенным для применения на объектах ПАО «Газпром».

Радиус изгиба отводов заводского изготовления ограничивается условием прохождения очистного поршня во время проведения очистки трубопровода и составляет не менее 5 диаметров трубы.

Разработка траншеи для трубопровода предусмотрена одноковшовым экскаватором. После засыпки траншеи лишний грунт разравнивается ровным слоем на ширину полосы отвода.

Типы прокладки промыслового газопровода Ду800 представлены на чертеже 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 3.

В нормальных условиях сварочные работы производятся на бровке траншеи, а укладочные работы выполняются преимущественно традиционным способом, трубоукладочной колонной методом непрерывной укладки.

Планы и профили трасс 1 и 2 ниток газосборного коллектора см. чертежи 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 листы 4 – 83.

Замыкание газопроводов в плеть и засыпку траншей предусматривается производить при температуре стенки трубы не ниже минус 20° С.

По трассе газопровода устанавливаются столбики для катодных выводов, которые одновременно служат опознавательными знаками и учитываются в разделе ЭХЗ.

### **Защита грунтов от пучения и осадки трубопроводов**

В зимний период возможно понижение температуры транспортируемого газа в газосборном коллекторе до минус 18°С. По результатам прогнозного теплотехнического моделирования (см. Приложение Д) видно, что при применении сплошной заводской теплоизоляции толщиной 100 мм не происходит промерзание, а затем и протаивание грунтов в основании трубопровода, следовательно, и вероятность пучения или осадки газопровода низкая.

Таким образом, на основании проведенных расчетов, приняты следующие технические решения:

- для исключения пучения при прохождении трубопровода в талых пучинистых грунтах для труб и соединительных деталей Ду800 проектом предусмотрено применение сплошной заводской теплоизоляции из пенополиуретана толщиной 100мм, в защитной оболочке, по типу ТУ 23.99.19-022-35349408-2017 производства ЗАО «Сибпромкомплект»;
- для трубопроводов Ду80 и Ду200 применение теплоизоляции не требуется.

### **Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов. Конструкторские решения балластировки трубопроводов**

Общая устойчивость газопровода обеспечивается укладкой его в соответствии с расчетными радиусами упругого изгиба, а также балластировкой.

Для предотвращения всплытия трубопровода и закрепления его в проектном положении применены балластирующие устройства, разрешенные к применению в ПАО Газпром:

- железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО-УМ-1020 – на берегах и поймах водных преград, на перемерзающих и малых водотоках в русловой части;
- кольцевые чугунные утяжелители Ø1020 – в руслах рек и ручьев. Под чугунные утяжелители укладывается футеровочная полимерная рейка с целью предохранения изоляции трубы от повреждений при укладке и надежной фиксации утяжелителей на трубопроводе.

Балластировка газосборного коллектора предусматривается на участках прогнозируемого обводнения и торфяниках.

На участках с протяженным продольным уклоном, на склонах речных долин, берегах рек и ручьев предусматривается применение грунтозадерживающих подземных дамб из противоэрозионных контейнеров типа КП-Р, заполненных привозным или местным грунтом, которые полностью перекрывают поперечное сечение траншеи и тем самым препятствуют выносу нарушенного при строительстве грунта из траншеи (см. 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 95).

При прокладке газопровода в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых грунтах, а также при строительстве в зимнее время защита изоляционного покрытия газопровода обеспечивается устройством подушки и обсыпки вокруг трубы из привозного минерального грунта.

Учитывая, что разжиженный грунт или торф, которые окружают трубопроводы, не могут его защемить, на отдельных участках для обеспечения устойчивости и компенсации продольных перемещений трубопроводов, по результатам выполненных расчетов по определению значений допустимых напряжений в стенке трубы, по трассам трубопроводов предусмотрено устройство компенсационных участков с шагом размещения в среднем через 2000Ду газосборного коллектора. В зависимости от наличия и величины горизонтальных углов поворота, мощности деятельного слоя, геологических и гидрологических данных, шаг расстановки компенсационных участков на продольных профилях корректировался до 20% в сторону уменьшения и до 40% в сторону увеличения.

На трубопроводе Ду800 компенсационные участки выполнены в виде П-образных компенсаторов с вылетом 15м.

В вершинах компенсаторов для обеспечения расчетных перемещений и уменьшения жесткости системы углы поворота выполнены из отводов индукционного нагрева 90 градусов с радиусамигиба не менее 5Ду. При балластировке трубопровода на криволинейных участках компенсаторов грузы не устанавливаются.

На глубоких болотах II и III типа предусматривается полная замена грунта на привозной минеральный грунт.

### **Решения при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов.**

На участках трассы с продольными уклонами до 15° разработка траншей выполняется одноковшовыми экскаваторами в обычном режиме. При работе на продольных уклонах 15° осуществляют анкеровку экскаваторов. В качестве анкеров используют тракторы, бульдозеры, лебедки, располагаемые на вершине склона на горизонтальных площадках и соединяемые с экскаватором тросом. При больших уклонах местности разработку траншеи выполняют либо роторным экскаватором при движении сверху вниз, либо

послойной разработкой разрыхленного грунта бульдозером на ширину отвала и на всю длину спуска.

Для безопасной работы строительной колонны при поперечных уклонах местности более 8° устраиваются полки минимально допустимой ширины, из условия строительства. Срезанный бульдозером грунт укладывается в полунасыпь и используется для прохода строительной техники, траншея для трубопровода устраивается в коренном грунте.

В нормальных равнинных условиях сварочные работы производятся на бровке траншеи, а укладочные работы выполняются преимущественно традиционным способом, трубоукладочной колонной методом непрерывной укладки.

Проектом также предусмотрено устройство переездов через газопровод для пожарной техники через каждые 5 - 7 километров трубопровода согласно п.34 Правил пожарной безопасности в лесах (Постановление Правительства РФ от 30 июня 2007 г. № 417).

#### **8.4 Переходы через препятствия**

##### **Решения при пересечениях трубопроводов коммуникаций и автомобильных дорог**

Пересечения проектируемых трубопроводов с коммуникациями различного назначения выполнены в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, СП 18.330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», ПУЭ.

В соответствии с требованиями п.10.3 ГОСТ Р 55990-2014 на участках трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, предусмотрена подземная прокладка, в стальном защитном футляре (кожухе).

Диаметр защитного кожуха принят больше наружного диаметра трубопровода не менее, чем на 200 мм и составляет:

- для газосборного коллектора – 1220мм;
- для трубопровода МЭГ – 426мм;
- для трубопровода ИК – 325мм.

Минимальное расстояние в свету между защитными кожухами трубопроводов, прокладываемых в одной траншее, составляет 1м.

Длины защитных кожухов приняты в соответствии с п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014. Минимально необходимая длина кожуха определяется как сумма ширины земляного полотна по верху плюс 50 метров (по 25 м от бровки насыпи в каждую сторону).

Прокладка трубопровода в защитных кожухах предусмотрена на опорных кольцах предохранительных диэлектрических по типу ТУ 2291-034-00203803-2011. Изоляция кожухов принимается по типу изоляции рабочей трубы. На концах кожухов для герметизации межтрубного пространства предусматриваются манжеты МГП по типу ТУ 2549-432-54892207-2011. Также, в соответствии с п.10.3.8 ГОСТ Р 55990-2014 на одном из концов футляра предусматривается установка вытяжной свечи (только для газосборного коллектора) диаметром 57 мм, высотой не менее 5м, на расстоянии не менее 25м от подошвы земляного полотна автодорог (см. 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 91).

В соответствии с п.10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014, глубина заложения трубопроводов под полотном автодороги от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха принята не менее 1.4м, а также не менее 0,5м от дна кювета или водоотводной канавы.

Строительство переходов трубопроводов через автодороги и коммуникации, сварку и контроль сварных стыков предусмотрено выполнить в соответствии с СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы», СТО Газпром 2-2.2-360-2009 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть III», СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I», СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов».

При пересечении полевых дорог расстояние от верха трубопровода до дневной поверхности выдерживается не менее 1.40 метра. В месте пересечения предусмотрена укладка дорожных железобетонных плит (п.10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014) на основание из дренирующего грунта. Типовая конструкция переезда на пересечении с полевой дорогой представлена на чертеже 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 97. Несанкционированные полевые дороги ликвидируются распахиванием, как минимум на расстояние, попадающее в охранную зону трубопровода, то есть в полосу шириной не менее 25м с каждой стороны от трассы трубопровода. Допускаемый угол пересечения с полевой дорогой принят не менее 60 градусов, косые пересечения спрямляются или ликвидируются.

На ПК17+43.72 по 1 нитке ГК и на ПК19+24.58 по 2 нитке ГК выполнен переход трубопроводов через автодорогу III-в категории с щебеночным покрытием, ширина земляного полотна 8.00м.

Пересечение автодороги предусмотрено выполнить открытым способом с прокладкой теплоизолированного газопровода Ду800 в защитном кожухе Ду1200 длиной 60м без нарушения проезжей части автодороги, слоя грунта над трубопроводом и сохранением положения существующих коммуникаций.

Глубина залегания защитного кожуха на переходе от верха проезжей части до верхней образующей кожуха составляет 3.7м и 3.8м (для 1 и 2 ниток соответственно);

Ширина траншеи на участках прокладки защитного кожуха открытым способом принята в соответствии с требованиями п.8.1.6 СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» и составляет 3.0м.

Кроме того, ПК17+56.46 (1 нитка), ПК19+36.14 (2 нитка), ПК18+62.46 (1 нитка) и ПК20+43.60 (2 нитка) также выполнены пересечения трубопроводов с трассами кабельных линий связи. Пересечение выполнено подземно, открытым способом, расстояние от проектируемых кабелей связи до верхней образующей трубопровода для основной и резервной ниток выдержано не менее 0.5м. Для защиты от возможных повреждений, проектом предусмотрено заключение кабеля связи в защитный асбоцементный кожух Ду100, концы которого отнести не менее чем на 4м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

На участках ПК100+42.99-ПК102+91.10 по 1 нитке, ПК101+74.50-ПК104+21.86 пересечение проектируемых трубопроводов с коридором коммуникаций компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» и ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (ведомость пересекаемых коммуникаций, их характеристики и принятые технические решения см. Приложение А). Пересечение проектируемых трубопроводов с указанным коридором коммуникаций проектом предусмотрено выполнить подземно, открытым способом.

На пересечениях с автодорогой, вдольтрассовым проездом и конденсатопроводом предусмотрено устройство защитных кожухов с заводской гидроизоляцией для проектируемых трубопроводов.

В соответствии с требованиями п.9.1.4 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», п.6.12 СП 18.330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий» предусмотрена укладка защитных кожухов трубопроводов на расстоянии не менее 0.35м в свету под нижней образующей пересекаемых трубопроводов СЭИК и конденсатопровода, а также на расстоянии не менее 0.5м в свету под нижней образующей пересекаемых кабелей ВОЛС. Для защиты от возможных повреждений, проектом предусмотрено заключение кабеля связи в защитный асбоцементный кожух Ду100, концы которого отнести не менее чем на 4м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Пересечения с кабелем ВОЛС и трубопроводами СЭИК на переходе выполнены в соответствии с «Типовыми техническими условиями на пересечение волоконно-оптического кабеля компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» и «Типовыми условиями производства работ вблизи трубопроводов «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани» (письмо Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд. N2015-OUT-Y-17-00355 от 2.06.2015г.), приведенными в Приложении И.

На участках ПК150+58.26-ПК157+32.00 по 1 нитке, ПК151+90.34-ПК158+97.00 пересечение проектируемых трубопроводов с коридором существующих коммуникаций, в том числе на ПК157+32.00 (1 нитка) и ПК158+97.00 (2 нитка) выполнен переход трубопроводов через автодорогу III-в категории с щебеночным покрытием, ширина земляного полотна 10.00м. Пересечение автодороги и конденсатопровода Ду200, пересекаемого на

ПК156+90.82 (1 нитка) и ПК158+55.89 (2 нитка) предусмотрено выполнить открытым способом с прокладкой теплоизолированного газопровода Ду800 в защитном кожухе Ду1200 длиной 60м без нарушения проезжей части автодороги, слоя грунта над трубопроводом и сохранением положения существующих коммуникаций. Прокладка трубопроводов ИК и МЭГ предусмотрена в защитных кожухах Ø325x10мм, Ø426x10мм. В соответствии с п.9.3.9 ГОСТ Р 55990-2014 и п.6.12 СП 18.330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий» предусмотрена бестраншейная прокладка защитных кожухов трубопроводов на расстоянии не менее 0.35м в свету под нижней образующей конденсаторного прохода (см. 4650.00.П.02. ГК.000.000.Л.000 листы 78-80).

Перед производством земляных работ уточняется местоположение пересекаемых коммуникаций. Земляные работы на расстоянии 2м в каждую сторону от внешней образующей пересекаемых подземных коммуникаций ведутся вручную без применения ударных инструментов в соответствии с требованиями п. 12.4.3 СТО Газпром 2-2.2-382-2009. После окончания работ на переходе проектом предусмотрено восстановление насыпи вдольтрассового проезда с тщательным послойным уплотнением.

Вдоль проектируемых и существующих трасс устраиваются переезды через трубопроводы. Места расположения проездов согласовываются с эксплуатирующими организациями. Место производства работ на время строительства ограждается предупредительными знаками, освещаемыми в ночное время.

### **Решения при пересечениях трубопроводов водных преград**

В соответствии с требованиями п.10.1.2 ГОСТ Р 55990-2014, подводные переходы трубопроводов через водные преграды запроектированы на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий. Перечень пересекаемых водных преград представлен в Приложении Б.

Согласно п.10.1.7 ГОСТ Р 55990-2014, переходы трубопроводов через водные преграды предусмотрено выполнить подземно с заглублением не менее, чем на 0,5 м ниже линии предполагаемого размыва дна водной преграды до верха забалластированных трубопроводов, но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

В соответствии с п.10.1.13 ГОСТ Р 55990-2014, ширина подводной траншеи по дну на переходах через водные преграды назначена с учетом режима водных преград, метода их разработки, способа укладки трубопроводов. В соответствии с п.10.1.11 ГОСТ Р 55990-2014 минимальное расстояние между параллельными трубопроводами на участках переходов трубопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной до 25 м, а также прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, приняты такими же, для линейной части трубопровода.

Ширина подводной траншеи назначена в соответствии с разделом 3.1 ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы», крутизна откосов принята согласно п.15.3.4 и таблицы 15.1 СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы».

В соответствии с п.10.1.14 ГОСТ Р 55990-2014, профили трасс трубопроводов на переходах выполнены с учетом допустимого радиуса изгиба труб (согласно расчету), рельефа русла водной преграды, предельного профиля размыва и геологического строения дна и берегов, а также с учетом балластировки и способа укладки трубопровода.

Строительство подводных переходов траншейным способом осуществляется преимущественно в зимний период. При необходимости осуществляется уполаживание берегов бульдозером, с перемещением лишнего грунта во временный отвал.

На водотоках шириной до 15 м и глубиной до 0,5 м рытье подводной траншеи производится одноковшовым экскаватором с обоих берегов (поочередно, сначала с одного берега, затем с другого). На русловых участках с глубинами более 0,5 м рытье подводной траншеи производится экскаватором-драглайн с обоих берегов (поочередно, сначала с одного берега, затем с другого).

В соответствии с п.10.1.12 ГОСТ Р 55990-2014, трубопроводы на переходах через малые водные преграды в пределах русловой части и на пойме в пределах ГВВ 1% обеспеченности, были рассчитаны против всплытия.

Результаты расчета балластировки трубопроводов приведены в Приложении Е. Шаг установки балластирующих устройств выбран с расчетом, что возникающие нагрузки не вызывают пластических деформаций и гофрообразования в трубе. Шаг установки пригрузов и их количество показаны на чертежах продольных профилей переходов.

Для закрепления теплоизолированного газопровода Ду800 в проектном положении на береговых участках применены балластирующие устройства УтОм-1020-2,5-15 по типу ТУ 4834-001-67319596-2012 с применением защитных ковриков (футеровочные маты) из НСМ.

В русловой части водоемов, а также на переходах через болота II типа, балластировка теплоизолированного трубопровода Ду800 предусмотрена чугунными кольцевыми утяжелителями Ду1000. Для защиты теплогидроизоляционного покрытия трубопровода от контакта с чугунными пригрузами, проектом предусмотрена футеровка трубопровода полимерными профилями на соответствующих участках.

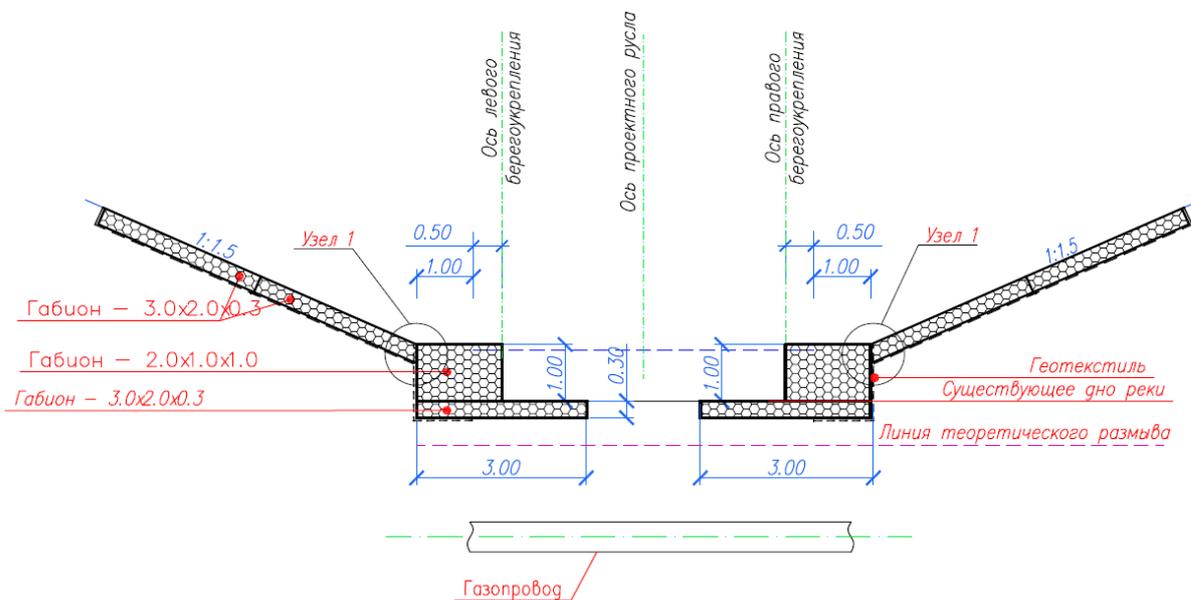
На береговых траншеях, в зависимости от сочетания и количества неблагоприятных факторов и особенностей конкретного перехода, определяющих необходимую степень ответственности укрепления, проектом предусмотрено применение различных видов защитных укреплений:

- для защиты от эрозии предусматривается укрепление береговых участков рек наброской камнем и отсыпкой гравийно-галечникового грунта (см. чертеж 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 98). Наброска камнем и отсыпка гравийно-галечниковым грунтом производится с сохранением проектных отметок разрабатываемого дна и пойменных участка водоема, исключая тем самым перекрытие водотока;

- для защиты от донных и береговых размывов, для укрепления берегов и стабилизации почвенной эрозии и слабонесущих грунтов в проекте также предусмотрено применение габионных сетчатых изделий (Рис.1) с использованием местных природных материалов (см. 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 лист 96);
- для защиты поверхности срезов грунта, предусмотренных на подводных переходах по трассе трубопроводов, от размыва и эрозии, проектом предусмотрено (при необходимости) их укрепление трехмерными георешетками с заполнением ячеек щебнем (см. 4650.00.П.02.ГК.000.000.Л.000 листы 94,99).

Протяженность укреплений назначается в зависимости от значений ГВВ 1% и 10%, СРУ, крутизны и геологического сложения берегов, скоростей течения воды и других факторов влияния. Но, как правило, минимальная протяженность укрепления имеет значение от 25 до 50 метров по каждому берегу.

Точные сроки производства работ на водотоках должны быть в обязательном порядке согласованы с территориальным управлением Росрыболовства. В периоды нереста рыб с 15 мая по 15 июня и с 20 сентября по 20 октября производство любых работ на водотоках не допускается.



**Рисунок 26 – Укрепление берегов водных преград габионами**

## 8.5 Решения по подходу трубопроводов к площадке УКПГ

В соответствии с требованиями п.7.2.12 ГОСТ Р 55990-2014, на участке подхода к площадке УКПГ (ПК159+52,00 – ПК162'+24,00 – нитка 1; ПК161+08,00 – ПК163'+87,00 – нитка 2) для трубопроводов принята категория В до стыковки с трубопроводами площадки УКПГ (по ГК - Ду800 - см. Часть 3. Технология газотранспортных производств, Книга

1, 4650.00.П.02.ИОС7.3.1, ТОМ 5.7.3.1; по трубопроводам МЭГ- Ду200 и ИК- Ду80 см. Часть 11, Трубопроводные коммуникации по эстакадам, 4650.00.П.02.ИОС7.11, ТОМ 5.7.11).

Трубопроводы укладываются в насыпь по продольно-подвижным опорам. Насыпь выполняется из привозного мягкого грунта с последующим уплотнением. Поверхность насыпи укрепляется матрацами «Рено» с заполнением щебнем. У подошвы насыпи предусмотрено устройство водоотводных канав..

## **8.6 Конденсатопровод подключения**

### ***Описание технологии процесса транспортирования продукта***

В соответствии с гидравлическим расчетом, транспортировка стабильного конденсата от УКПГ Южно-Кириного месторождения предусмотрена до врезки в существующий нефтепровод компании «СЭИК», вблизи ОБТК Лунского месторождения.

В соответствии с п. 4.1 «Правил охраны магистральных трубопроводов» Серия 08, Выпуск 14, 2004, утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992 № 9, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения конденсатопровода, трасса выбрана с учетом возможности установления охранной зоны, которая устанавливается вдоль трасс трубопроводов, в том числе от границ площадок крановых узлов, УЗОУ и УПОУ, в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Проектируемый трубопровод на всем протяжении трассы проходит в районе с сейсмической активностью до 8 баллов включительно по шкале MSK-64 и в стесненных условия прохождения трасс в одном техническом коридоре с существующими коммуникациями объектов «Обустройство Кириного ГКМ» и «Обустройство Южно-Кириного месторождения».

### ***Сведения о категории и классе конденсатопровода подключения***

В соответствии с п.6.2.2 СП 36.13330.2012 конденсатопровод подключения магистральный Ду 400 с Pраб.10,0МПа относится к III классу и в соответствии с п.6.4, а также, в связи с прохождением трубопровода в одном техническом коридоре с существующими и вновь проектируемыми коммуникациями в стесненных условиях, принимается категории не ниже II.

Повышение категории трубопровода в соответствии с табл.3 СП 36.13330.2012 и СТО Газпром 2-3.5-354-2009 (выбирается наибольшее) предусматривается на следующих участках:

- до категории I на участке перехода через автомобильную дорогу IIIв категории (подъездная дорога к УКПГ), включая участки не менее 25 м от подошвы земляного полотна в каждую сторону;

- до категории I на участке перехода через реку Оркуньи, включая прилегающие участки до условного пересечения среднего уровня воды и верхней образующей трубопровода в каждую сторону;
- до категории I на участке пересечения с коммуникациями, включая участки не менее 20 м от пересечения в каждую сторону;
- до категории I на участках расположения УЗОУ и УПОУ, включая прилегающие участки не менее 250 м в каждую сторону;
- до категории В на участке от границы площадки ПЗК до точки врезки в нефтепровод компании «СЭИК».

В случае незначительной протяженности между участками повышенной категории трубопровода, такие участки объединяются.

***Обоснование диаметра трубопровода; сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении***

Выбор диаметра трубопровода стабильного конденсата производился на основании гидравлических расчетов, выполненных в программном комплексе Aspentech HYSYS с учетом нормативных требований, предъявляемых к гидравлическим режимам межпромысловых трубопроводов (в частности СТО Газпром НТП 1.8-001-2004). Особое внимание уделялось вопросам обеспечения необходимой скорости флюида в трубопроводе, а также минимального перепада давления. Труба Ду400 была выбрана как оптимальная.

Характеристики конденсатопровода подключения приведены в таблице 65.

**Таблица 66 - Характеристика основных труб**

№	Категория	Наименование и техническая характеристика
1	В	Труба 426 x 11 сталь Х65 Рраб. 10,0 МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 20°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным монослойным полиэтиленовым покрытием
2	I, II	Труба 426 x 10 сталь Х65 Рраб. 10,0 МПа с минимальной температурой эксплуатации минус 20°С, строительства – минус 48°С с заводским наружным монослойным полиэтиленовым покрытием

Клапаны – регуляторы при проектировании конденсатопровода подключения не применялись.

Использование антифрикционных присадок на проектируемом конденсатопроводе подключения не предусматривается.

Строительство конденсатопровода предусмотрено из бесшовных труб Ду400 сталь Х65. Характеристика основных труб и область их применения приведена в табли-

цах 3.6.1, 3.6.2. Протяженность проектируемого конденсатопровода по пикетажу составляет **8,876** км. Расчет толщины стенки трубопровода приведен в таблице 67.

Таблица 67

Диаметр и толщина трубы в мм, сталь	ТУ на трубу, наружное и внутреннее покрытие	Завод-изготовитель	Область применения
426x11 X65	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 14-156-74-2014	АО «Волжский трубный завод», Россия, г.Волжский (ВТЗ)	Участок от площадки ПЗК до врезки в нефтепровод «СЭИК» - категории В.
426x10 X65	ТУ 14-3Р-137-2015 ТУ 14-156-74-2014	АО «Волжский трубный завод», Россия, г.Волжский (ВТЗ)	Участок от площадки УКПГ до площадки ПЗК – категории II и категории I (включая охранный крановый узел, УЗОУ, УПОУ с прилегающими участками, а также участки пресечения с коммуникациями и водными преградами).
159x6 X65	ТУ 14-3Р-137-2015	АО «Волжский трубный завод», Россия, г.Волжский (ВТЗ)	Обвязка кранового узла, УЗОУ, УПОУ
1020x15 K60	ТУ 1381-067-00186654-2015 ТУ 1390-014-00186654-2015	ПАО «Челябинский трубопрокатный завод», Россия, г.Челябинск (ЧТПЗ)	Защитные кожухи

Расчет толщины стенок трубопровода выполнен по формулам СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», А.Б.Айнбиндер "Расчет магистральных и промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость" с учетом сейсмических воздействий согласно СП 14.13330.2014, «СНиП II-7-81\*. Строительство в сейсмических районах» по критериям для стадии сейсмического воздействия МРЗ (максимальное расчетное землетрясение) с периодом повторяемости 1000 лет.

Трубы из стали X65 диаметром 426мм с расчётной толщиной стенки на давление  $P_{раб.}=10,0$  МПа в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-4.1-713-2013 «Технические требования к трубам и соединительным деталям» приняты минимально допустимой толщины по типу ТУ 14-3Р-137-2015 с заводским наружным монослойным полиэтиленовым покрытием по типу ПЭПк-1 ТУ 14-156-74-2014 (изм.1) производства АО «Волжский трубный завод».

Для защитных кожухов на переходах через автомобильные дороги приняты трубы из стали K60 с заводским монослойным полиэтиленовым покрытием соответствующего диаметра, согласно требованиям п.10.3.2 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*).

Температура конденсата при транспортировке не должна выходить за границы диапазона от минус 10 до плюс 45°C (требования «СЭИК»), температура транспортируемого продукта по трубопроводу Ду400 составляет от плюс 5 до плюс 20 °С. Для поддер-

жания заданной температуры на резервуарах предусмотрена теплоизоляция и электрообогрев в холодный период года.

Соединение труб предусматривается производить ручной электродуговой сваркой. Контроль качества всех сварных стыков выполняется радиографическим методом, дополнительно ультразвуковым методом проверяются стыки соединительных деталей и монтажных захлестов, а также все разнотолщинные соединения.

Сварку и контроль качества сварных соединений производить в соответствии с требованиями СП 86.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП III-42-80\*), ВСН 005-88, ВСН 006-89, СТО Газпром 2-2.2-136-2007, СТО Газпром 2-2.4-083-2006, СТО Газпром 2-2.2-360-2009, Временных требований к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

Радиус изгиба отводов заводского изготовления ограничивается условием прохождения очистного поршня во время проведения очистки трубопровода и составляет не менее 5 диаметров трубы.

## 8.7 Защита трубопроводов от почвенной коррозии

Защита трубопроводов от почвенной коррозии выполняется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и ВСН 008-88 Миннефтегазстрой «Противокоррозионная и тепловая изоляция». Вся противокоррозионная изоляция принята усиленного типа.

Защита трубопроводов от почвенной коррозии предусматривает:

- применение труб с заводской антикоррозионной изоляцией, а трубы Ду800 - с заводской теплоизоляцией  $S=100$  мм, в защитной оболочке из стали с полиэтиленовым покрытием МП по техническим условиям, разрешенным для применения на объектах ПАО «Газпром»;
- применение соединительных деталей с заводской изоляцией по техническим условиям заводов изготовителей, входящих в Единый Реестр ПАО Газпром;
- покрытие надземных элементов трубопроводов (в обвязке крановых узлов) без заводского изоляционного эмаляу «ПОЛИТОН-УР (УФ)» слоем 60мкм (0.15кг/кв.м) по грунтовке ИЗОЛЭП-mastic слоем 120мкм по ТУ 20.30.12-114-12288779-2017;
- покрытие подземных элементов трубопроводов (в обвязке крановых узлов) без заводского изоляционного покрытия в базовых условиях системой антикоррозионного покрытия по типу «БИУРС» или «Protegol 32-60», толщина покрытия - 2.0 мм.;

- применение для гидроизоляции сварных соединений термоусаживающихся манжет по типу ТЕРМА-СТМП с замками «Терма-ЛКА» производства фирмы ООО «ТЕРМА» по ТУ 2245-046-82119587-2013;
- создание системы электрохимзащиты, одновременно со строительством трубопроводов;
- Решения по электрохимзащите выпускается отдельной частью проекта - Часть 5. Защита от коррозии. Книга 2. Береговые объекты обустройства. Часть книги 1. 4650.00.П.02.ИОС7.5.2.1 (Том 5.7.5.2.1), Часть книги 2. 4650.00.П.02.ИОС7.5.2.2 (Том 5.7.5.2.2), Часть книги 3. 4650.00.П.02.ИОС7.5.2.3 (Том 5.7.5.2.3).

Изоляция защитных кожухов в проекте принята заводская по типу ТУ 1390-005-79580093-2012. Для гидроизоляции сварных соединений защитных кожухов применяются термоусаживающиеся манжеты по типу ТЕРМА-СТМП (ТУ 2245-031-82119587-2013).

## **9 Генеральные планы береговых объектов обустройства**

### **9.1 Ситуационный план**

Комплекс технологических и вспомогательных площадок подготовки газа и конденсата к транспорту расположен в 13 километрах на запад от Охотского моря, между реками Оркуньи, Набиль, Паланги.

В составе берегового технологического комплекса расположены:

- Площадка УКПГ;
- Площадка КОС;
- Площадка промбазы и ВЖК;
- Площадка управления морским технологическим комплексом (ПУМТК);
- Площадки крановых узлов и приема запуска очистных устройств трубопроводов.

Площадка УКПГ расположена в центральной части комплекса, площадка КОС в западной части комплекса, площадка промбазы и ВЖК расположена на юго-запад от УКПГ, площадка водозабора расположена южнее площадки промбазы и ВЖК, вертолетная площадка расположена южнее УКПГ и восточнее промбазы. Газ приходит к комплексу УКПГ с северо-востока и уходит подготовленный к транспорту на северо-запад от УКПГ. Подъездная автодорога приходит к комплексу с юга и соединяет все временные и стационарные площадки комплекса. Вдоль трасс автодорог проложены трассы внеплощадочных коммуникаций.

Комплекс размещен на ситуационном плане с учетом прохождения проектируемых трасс газопровода и автодороги, существующей трассы конденсатопровода, а так же рельефа местности, геологических и гидрологических особенностей местности.

## 9.2 Обоснование границ санитарно-защитных зон

Санитарно-защитная зона проектируемой площадки УКПГ в соответствии с 7.1.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) – 1000 метров.

Санитарно-защитная зона проектируемой площадки промбазы в соответствии с 7.1.11 и 7.1.12 – от 50 до 100 метров.

В целях сокращения площадей отсыпки под проектируемый комплекс, генплан комплекса промбазы и ВЖК сформирован таким образом, что в санитарно-защитной зоне (СЗЗ) промбазы (ремонтных, складских и гаражных зданий и сооружений) расположены объекты тепло-энергообеспечения комплекса ПБ и ВЖК и комплекс узла связи. Вахтовый жилой комплекс с закрытым спортивным блоком допускается так же размещать в границах СЗЗ промбазы в соответствии с 5.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

В соответствии с приложением 1 к п.2.7 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 для проектируемых газосборных коллекторов, относящихся к I классу, минимальные расстояния до населенных пунктов составляют:

- *от общего газосборного коллектора Ду 800 мм - 250 м.*

*СЗЗ для площадок крановых узлов расположенных на газопроводах соответствует СЗЗ для газопроводов диаметром 800мм.- 250м.*

В пределах СЗЗ проектируемых площадок селитебных территорий с постоянным проживанием людей нет.

## 9.3 Генеральный план площадки УКПГ

Компоновка генерального плана площадки УКПГ решается в соответствии с требованиями нормативных документов, а также с условием обеспечения:

- рационального производственно-технологического процесса;
- кратчайших технологических и транспортных связей;
- экономного использования земельного участка.

Кроме того, сооружения на площадке размещены с учетом:

- подхода основных коммуникаций, дорог и газового коллектора;
- рельефа местности;

- преобладающего направления ветров (по годовой розе ветров);
- функционального зонирования территории.

С учетом функционального назначения и уровня пожаровзрывоопасности территории объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений площадка УКПГ разделять на следующие основные зоны:

- I зона (производственного назначения) – основные технологические установки системы сбора, подготовки и транспорта газа и конденсата;
- II зона (подсобно-вспомогательного назначения) – здания и сооружения подсобно производственного назначения;
- III зона – сооружения резервуарного хранения конденсата и метанола.

Принципиальная схема размещения зон разработана с учетом подхода трасс инженерных коммуникаций, подъездной автодороги и конфигурации участка, а функциональное назначение зон определялось с учетом технологической схемы, с целью сокращения технологических связей и минимизации расстояний транспортировки продукта внутри площадки:

- зона технологических установок;
- территория газокomppressorной станции (ГКС);
- зона вспомогательных зданий и сооружений;
- площадка водопроводных очистных сооружений (ВОС);
- площадка электростанции собственных нужд (ЭСН);
- площадка расходных емкостей МЭГа и метанола;
- резервуарный парк стабильного конденсата;
- территория факельного хозяйства;
- площадка складирования снега.

Большую часть площадки занимают установки основного технологического назначения. Вновь проектируемые установки размещены, относительно существующего технологического комплекса УКПГ, с восточной стороны.

В состав УКПГ входят следующие основные технологические установки:

- система приема жидкостной пробки;
- установка низкотемпературной сепарации (НТС);

- установка стабилизации газового конденсата (УСК);
- установка регенерации моноэтиленгликоля (УРМЭГ);
- площадка расходных емкостей МЭГа и метанола;
- площадка приготовления и хранения ингибитора коррозии;
- территория газокompрессорной станции (ГКС);
- резервуарный парк стабильного конденсата (РП СК);
- факельное хозяйство;
- сооружения электроснабжения: распределительное устройство, комплектные трансформаторные подстанции и аварийные дизельные электростанции.

### Зона

Система приема жидкостной пробки состоит из:

- Площадка отключающей арматуры ГСК (поз. по г.п. 200);
- Пробкоуловители (поз. по г.п. 201а);
- Здание блочно-модульное насосной N1 (поз. по г.п. 201б);
- Емкость аварийная  $V=150 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 201в);
- Емкости буферные (поз. по г.п. 201г);
- Емкость дренажная  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 201д);
- Здание блочно-модульное насосной N2 (поз. по г.п. 201е).

Установка низкотемпературной сепарации (НТС) состоит из трех технологических ниток единичной производительностью  $20 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$  в состав которых входит:

- Здание подготовки газа N1 (поз. по г.п. 202а);
- Теплообменники "газ-газ, "конденсат-конденсат" N1 (поз. по г.п. 202б);
- Здание аварийной емкости (поз. по г.п. 202в);
- Емкость дренажная  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 202г);
- Блок-бокс насосной станции нестабильного конденсата N1 (поз. по г.п. 202д);
- Здание подготовки газа N2 (поз. по г.п. 203а);
- Теплообменники "газ-газ, "конденсат-конденсат" N2 (поз. по г.п. 203б);
- Здание аварийной емкости (поз. по г.п. 203в);

- Емкость дренажная  $V=40\text{м}^3$  (поз. по г.п. 203г);
- Блок-бокс насосной станции нестабильного конденсата N2 (поз. по г.п. 203д);
- Здание подготовки газа N3 (поз. по г.п. 204а);
- Теплообменники "газ-газ, "конденсат-конденсат" N3 (поз. по г.п. 204б);
- Здание аварийной емкости (поз. по г.п. 204в);
- Емкость дренажная  $V=40\text{ м}^3$  (поз. по г.п. 204г);
- Блок-бокс насосной станции нестабильного конденсата N3 (поз. по г.п. 204д).

Установка НТС обеспечивает разделение газоконденсатной смеси на газ природный обработанный и нестабильный газовый конденсат.

Товарный осушенный газ направляется через Блок-бокс узла коммерческого измерения расхода газа (поз. по г.п.205) в СМГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» и в СМГ проекта «Сахалин-2» для подачи на завод СПГ.

Для собственных нужд УКПГ в импульсном и топливном газе предусмотрен блок-бокс установки подготовки топливного и импульсного газа (поз. по г.п.206) и установка ресиверов импульсного газа (поз. по г.п.207).

Сбросы газов с УКПГ предусматриваются на вертикальные факела (поз. по г.п. 226). Площадки факельного хозяйства по проекту огораживаются по границе допустимого теплового воздействия. На площадки запроектированы ворота для въезда и калитки для доступа ремонтных и эксплуатационных служб.

Перед подачей на факел сбрасываемый газа проходит факельные сепараторы (поз. по г.п.228), из которых постоянно отводится жидкость в дренажные емкости факельной системы (поз. по г.п. 228а). В процессе накопления жидкости из дренажной емкости проводится откачка в буферные емкости (поз. по г.п.201г) на входе УКПГ.

Нестабильный газовый конденсат после НТС поступает на входящую в состав УКПГ установку стабилизации конденсата.

Установка стабилизации газового конденсата (УСК) состоит из трех секций УСК (208,209,210) и компрессорного цеха газов стабилизации (поз. по г.п. 467):

- Колонна стабилизации, теплообменник, емкость рефлюкса N1 (поз. по г.п. 208а);
- Здание блочно-модульное насосной конденсата N1 (поз. по г.п. 208б);
- Емкость буферная, теплообменник (конденсат-конденсат) N1 (поз. по г.п. 208в);

- Печь подогрева конденсата N1 (поз. по г.п. 208г);
- Здание аварийной емкости (поз. по г.п. 208д);
- Емкость дренажная (поз. по г.п. 208е);
- Колонна стабилизации, теплообменник, емкость рефлюкса N2 (поз. по г.п. 209а);
- Здание блочно-модульное насосной конденсата N2 (поз. по г.п. 209б);
- Емкость буферная, теплообменник (конденсат-конденсат) N2 (поз. по г.п. 209в);
- Печь подогрева конденсата N2 (поз. по г.п. 209г);
- Здание аварийной емкости (поз. по г.п. 209д);
- Емкость дренажная (поз. по г.п. 209е);
- Колонна стабилизации, теплообменник, емкость рефлюкса N3 (поз. по г.п. 210а);
- Здание блочно-модульное насосной конденсата N3 (поз. по г.п. 210б);
- Емкость буферная, теплообменник (конденсат-конденсат) N3 (поз. по г.п. 210в);
- Печь подогрева конденсата N3 (поз. по г.п. 210г);
- Здание аварийной емкости (поз. по г.п. 210д);
- Емкость дренажная (поз. по г.п. 210е);
- Компрессорный цех газов стабилизации (поз. по г.п. 467);
- Площадка емкостей масла (поз. по г.п. 468).

Установка регенерации МЭГа состоит из трех секций (211,212,213):

- Регенератор МЭГа, емкость рефлюкса N1 (поз. по г.п. 211а);
- Здание блочно-модульное насосной МЭГа N1 (поз. по г.п. 211б);
- Теплообменник и разделитель N1 (поз. по г.п. 211в);
- Емкость аварийная  $V=100 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 211г);
- Площадка печей и арматурных узлов (поз. по г.п. 211д);

- Емкость дренажная  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 211е);
- Регенератор МЭГа, емкость рефлюкса N2 (поз. по г.п. 212а);
- Здание блочно-модульное насосной МЭГа N2 (поз. по г.п. 212б);
- Теплообменник и разделитель N2 (поз. по г.п. 212в);
- Емкости аварийная  $V=100 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 212г);
- Площадка печей и арматурных узлов (поз. по г.п. 212д);
- Емкость дренажная  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 212е);
- Регенератор МЭГа, емкость рефлюкса N3 (поз. по г.п. 213а);
- Здание блочно-модульное насосной МЭГа N3 (поз. по г.п. 213б);
- Теплообменник и разделитель N3 (поз. по г.п. 213в);
- Емкости аварийная  $V=100 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 213г);
- Площадка печей и арматурных узлов (поз. по г.п. 213д);
- Емкость дренажная  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 213е);

Размещение поз. по г.п. 269 - Установка электропарогенераторов выполнена на участке установки регенерации МЭГа (212) по правилу размещения устройства для организации завесы (с использованием пара) в соответствии с требованиями СП4.13130.2013 пункт 6.10.5.32.

Согласно требованиям СП 4.13130.2013 п.п.6.10.2.12, расстояние между технологическими установками принято не менее 25 метров. Установки поделены на секции. Противопожарное расстояние между секциями не менее 15 метров (СП 4.13130.2013 п.п.6.10.5.28).

В здания технологического назначения с распашными воротами отсутствует необходимость въезда транспорта, только выкатка оборудования для технического обслуживания и ремонта.

На территории УРМ размещены прожекторные мачты с молниеприемником (H=43м) 314и, 315д, 316л.

Площадка расходных емкостей МЭГа, метанола и ингибитора коррозии выполнена в ограждении на отдельной территории:

- Свеча (выполнена в отдельном ограждении) (поз. по г.п. 214);
- Емкости расходные МЭГа и метанола (поз. по г.п. 215);

- Здание блочно-модульное насосной МЭГа и метанола (поз. по г.п. 216);
- Площадка отключающей арматуры (поз. по г.п. 217);
- Емкость приемно-дренажная МЭГа  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 218);
- Емкость приемно-дренажная метанола  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 219);
- Блок-бокс насосной дозирования ингибитора коррозии (поз. по г.п. 260);
- Емкость дренажная ингибитора коррозии  $V=8 \text{ м}^3$  с площадкой разгрузки (поз. по г.п. 261);
- Площадка отключающей арматуры (поз. по г.п. 262);
- Емкость приемно-дренажная метанола  $V=25 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 264);
- Емкости расходные метанола  $V=4 \times 200 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 265);
- Установка гидрозатвора (поз. по г.п. 266);
- Емкости расходные ингибитора коррозии и раствора ингибитора (поз. по г.п. 267).

Чистый МЭГ и метанол на площадку УКПГ поступает в автоцистернах и через приемно-дренажные емкости (поз. по г.п. 219) перекачивается погружными насосами на площадку расходных емкостей. В процессе эксплуатации УКПГ, МЭГ подается в парк с установки регенерации.

На площадке МЭГ размещена блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 238). Площадка освещается прожекторной мачтой с молниеприемником ( $H=43\text{м}$ ) – 2 шт. ( (поз. по г.п.316а-б).

### II зона

Южнее площадки МЭГ размещена площадка подготовки воды. На площадке размещены:

- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТПА-630/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 240);
- Блок-бокс аварийной дизельной электростанции мощностью 400кВт (поз. по г.п. 241);
- Емкость подземная дренажная (поз. по г.п. 242);
- Здание насосной станции производственно-противопожарного водоснабжения (поз. по г.п. 248);
- Резервуар вертикальный на противопожарные нужды  $V=2000 \text{ м}^3$  с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным (поз. по г.п. 249);

- Резервуар вертикальный на противопожарные нужды  $V=2000 \text{ м}^3$  с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным (поз. по г.п. 249а);
- Укрытие для арматуры (поз. по г.п. 249б);
- Площадка обслуживания (поз. по г.п. 249в);
- Станция очистки природной воды (поз. по г.п. 250);
- Резервуар вертикальный для исходной воды  $V=100 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 251);
- Резервуар вертикальный для исходной воды  $V=100 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 251а);
- Укрытие для арматуры (поз. по г.п. 251б);
- Площадка обслуживания (поз. по г.п. 251в);
- Резервуар горизонтальный на хоз-питьевые нужды  $V=50 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 252);
- Резервуар горизонтальный на хоз-питьевые нужды  $V=50 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 252а);
- Установка производства азота с составе: (поз. по г.п. 268);
  - Азотная станция (поз. по г.п. 268а);
  - Ресиверы азота  $V=2 \times 63 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 268б);
- Прожекторная мачта с молниеприемником ( $H=43 \text{ м}$ ) (поз. по г.п. 316в);
- Прожекторная мачта с молниеприемником ( $H=43 \text{ м}$ ) (поз. по г.п. 316г).

Площадка водоподготовки запроектирована в локальном ограждении. На площадку предусмотрен въезд, кольцевой проезд и площадка с твердым покрытием размерами не менее  $12 \times 12 \text{ м}$  для остановки пожарной техники в местах забора воды из резервуаров. (СП8.13130.2009 пункт 9.4).

Со стороны въезда на территорию технологического комплекса УКПГ, сформирована зона подсобно производственного назначения:

- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1600/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 235);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1600/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 236);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 237);

- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1250/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 485);
- Блок-бокс аварийной дизельной электростанции мощностью 1000кВт (поз. по г.п. 243);
- Канализационная насосная станция промстоков в составе: (поз. по г.п. 244);
- Блок-контейнер насосной станции (поз. по г.п. 244а);
- Блок-контейнер щитовой (поз. по г.п. 244б);
- Канализационная насосная станция бытовых стоков (поз. по г.п. 245);
- Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 246);
- Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 246а);
- Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 246б);
- Канализационная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 247);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТПА-1000/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 253);
- Блок-бокс КТП электрообогрева (поз. по г.п. 254);
- Блок-бокс КТП электрообогрева (поз. по г.п. 255);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 257);
- Операторная промысла (поз. по г.п. 301);
- Блочно-модульная котельная (поз. по г.п. 310);
- Здание закрытого распределительного устройства 10кВ (поз. по г.п. 313);
- Склад дизтоплива расходный  $V=350 \text{ м}^3$  в составе: (поз. по г.п. 331);
  - Емкости расходные дизтоплива  $V=3 \times 100$  и  $1 \times 50 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 331а);
  - Емкость приемно-дренажная  $V=12,5 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 331б);
  - Насосная дизтоплива (поз. по г.п. 331в);
  - Площадка АЦ (поз. по г.п. 331г);
- Емкость подземная дренажная (поз. по г.п. 334).

Размещение зданий и сооружений выполнено с учетом компоновки технологического оборудования, сокращения кабельных трасс и требований ПУЭ.

Площадка основных технологических сооружений освещается прожекторной мачтой с молниеприемником (H=43м) –19 шт. (поз.по г.п.314а-ш).

Дополнительно размещены молниеприемника (H=60м)(поз. по г.п.315а-315д).

### **III зона**

Под размещение резервуарного парка стабильного конденсата выбрана территория примыкающая к существующему парку на расстоянии не менее 100 метров от технологических установок УКПГ (СТУ пункт 3.4).

Расстояние между соседними группами резервуарного парка выполнено согласно СТУ пункт 3.8 – 40 метров.

- Резервуарный парк конденсата  $V=4 \times 10000 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 220);
- Здание блочно-модульное насосной стабильного конденсата (поз. по г.п. 221);
- Блок-бокс узла коммерческого измерения конденсата газового стабильного (поз. по г.п. 222);
- Площадка отключающей арматуры резервуарного парка конденсата (поз. по г.п. 223);
- Емкость дренажная  $V=40 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 224);
- Канализационная насосная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 229);
- Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=500 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 229а);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1600/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 256);
- Узел хранения и дозирования пенообразователя (поз. по г.п. 259);
- Емкость дренажная для промстоков  $V=3 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 271);
- Прожекторная мачта с молниеприемником (H=43 м) -5шт. (поз. по г.п. 316 д, е, ж, и,к).

По периметру площадки резервуарного парка запроектировано ограждение из металлических сетчатых панелей по металлическим опорам с периметральной охранной зоной вдоль внутренней стороны ограждения

В периметр ограждения резервуарного парка внесены существующие подземные резервуары для дождевых стоков (поз. по г.п.121а,121б,121в), канализационная насосная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 120).

По границам резервуарного парка запроектирован кольцевой пожарный проезд с твердым покрытием шириной 4 метра (СТУ пункт 3.13). На площадку запроектированы

два въезда. Один проезд со стороны подъездной автодороги. Второй проезд по координате 6А+20,00 предусмотрен через вновь проектируемые ворота в ограждении существующего резервуарного парка стабильного конденсата Киринского ГКМ.

С целью размещения вновь проектируемых сооружений, существующие площадки для накопления отходов производства и потребления, сбора и временного хранения крупногабаритных отходов (поз.по г.п.161,162) подлежат переносу. На территории вновь проектируемого объекта предусматривается размещение Площадок для накопления отходов (поз. по г.п. 270а-270в).

На площадке резервуарного парка предусматривается благоустройство территории, в виде посева газонных трав, устройства пешеходных дорожек и площадок для обслуживания оборудования.

### Зона

В связи со значительным перепадом существующего рельефа выполнено террасирование площадки. Для размещения пл. ГКС и узла запуска-приема очистного устройства выбрана нижняя терраса планировочной организации рельефа.

- Компрессорный цех (поз. по г.п. 460);
- Установка охлаждения газа (поз. по г.п. 461);
- Узел подключения (поз. по г.п. 462);
- Здание закрытого распределительного устройства 10кВ (поз. по г.п. 320);
- Установка подготовки газа (поз. по г.п. 463);
- Узел запуска-приема ОУ (поз. по г.п. 465);
- Компрессорный цех (для очистки ГК) (поз. по г.п. 466);
- Установка замера газа (поз. по г.п. 469);
- Канализационная насосная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 470);
- Резервуар подземный для дождевых стоков V=900 м<sup>3</sup> (поз. по г.п. 471а);
- Резервуар подземный для дождевых стоков V=1200 м<sup>3</sup> (поз. по г.п. 471б);
- Здание энергетического блока (поз. по г.п. 473);
- Блок-бокс аварийной дизельной электростанции мощностью 1000кВт (поз. по г.п. 474);
- Прожекторная мачта с молниеприемником (H=43м) -11 шт. (поз. по г.п. 475а-м);

- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция АВО газа 2БКТПА-1000/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 477);
- Блок-бокс аварийной дизельной электростанции мощностью 1000кВт (поз. по г.п. 478);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п. 479);
- Емкость подземная дренажная (поз. по г.п. 480);
- Емкость подземная дренажная (поз. по г.п. 481);
- Канализационная насосная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 482);
- Канализационная насосная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 483);
- Канализационная насосная станция условно чистых стоков (поз. по г.п. 486);
- Канализационная насосная станция дождевых стоков (поз. по г.п. 487);
- Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=1000 \text{ м}^3$  (поз. по г.п. 487а);

### II зона

Со стороны подхода автомобильной дороги, при въезде в периметр ограждения УКПГ предусмотрено размещение:

- Здание контрольно-пропускного пункта (поз. по г.п. 562);
- Подстанция 110/10 кВ (поз. по г.п. 563);
- Шлагбаум (поз. по г.п. 564);
- Досмотровая эстакада (поз. по г.п. 566);
- Светофор (поз. по г.п. 567);

Генеральные планы производственных объектов с площадками размером более 5 гектаров имеют не менее двух выездов, на автомобильные дороги общей сети или организации (ФЗ-123 статья 98, пункт 1).

Основной въезд на территорию УКПГ предусмотрен с южной стороны. Один проезд с участка вновь проектируемой подъездной автодороги, через Здание контрольно-пропускного пункта (поз. по г.п. 562) и второй проезд со стороны существующей подъездной автодороги, до существующего здания контрольно-пропускного пункта (поз. по г.п. 112).

Периметр вновь образуемой территории предусматривает устройство ограждения, с примыканием к существующему периметру пл. УКПГ. В существующем ограждении предусматривается устройство калиток (в координатах 10А+45.50, 9Б+01.79 и 8А+60.00,9Б+01.90) для прохода с территории существующего УКПГ Киринского ГКМ на территорию УКПГ Южно-Киринского месторождения.

Южнее площадки УКПГ, с учетом подхода коридора ВЛ к ПС, расположена площадка ЭСН. Сооружения ЭСН размещены в 100 метрах от сооружений площадки расходных емкостей МЭГа и метанола(СП231.1311500.2015 п. 6.1.7). Площадка ЭСН запроектирована в отдельном ограждении с отдельным въездом на территорию. Проект площадки ЭСН выполнен АО «Сельэнергопроект».

Автопроезды на площадке - служебные, обеспечивающие перевозку вспомогательных грузов, проезд пожарных машин, подъезды транспорта и техники для проведения ремонтных работ. Ширина проезжей части основных автопроездов 6 метров, второстепенных – 4 м (не менее 3.5 СП 231.1311500.2015 п. 6.1.31).

На тупиковых проездах согласно п.8.13 СП 4.13130.2013 выполнены разворотные площадки размером не менее 15х15 метров.

Внутриплощадочные автомобильные проезды запроектированы с твердым покрытием, на расстоянии не менее 2 метров от зданий и сооружений категорий А, Б, В и не далее 25 метров (СТУ п. 3.10, СП 231.1311500.2015 п. 6.1.31 , статья 98 ФЗ 123).

В местах, где автопроезды пересекают различные сооружения (трубопроводы, эстакады и т.п.) свободная высота над проезжей частью дороги составляет не менее 5 метров (СП18.13330.2011 пункт 5.42, СТУ п. 3.11).

В местах размещения пожарных гидрантов, для обеспечения беспрепятственного проезда по дороге в случае нахождения пожарной машины у гидранта, предусмотрено уширение дороги размером не менее 3х10 метров (СП231.1311500.2015 пункт 6.1.31).

По периметру площадки УКПГ запроектировано ограждение из металлических сетчатых панелей по металлическим опорам с периметральной охранной зоной вдоль внутренней стороны ограждения.

Благоустройство территории выполняется по окончании строительства и заключается в окончательной планировке территории, устройстве автопроездов, технологических площадок, тротуаров, газонов. Незастроенная (свободная) территория технологической площадки покрывается щебнем.

### **Вертикальная планировка и благоустройство территории площадки УКПГ.**

Вертикальную планировку проектируемых площадок необходимо выполнить с учетом существующего рельефа, геологических и гидрологических особенностей местности. Для площадок подлежащих расширению планировку необходимо выполнить с учетом существующих решений по водоотведению поверхностных и талых вод

(СП 18.13330.2011, СНиП II-89-80\* Актуализированная редакция «Генеральные планы промышленных предприятий»).

В связи со значительным перепадом существующего рельефа (71 м – 41 м) предполагается выполнить террасирование площадки для экономии объемов земляных масс.

Отсыпку площадок необходимо выполнить непучинистым, непросадочным грунтом с послойным уплотнением. Грунт, используемый для отсыпки насыпи, должен соответствовать требованиям СП 34.13330.2012, СНиП 2.05.02-85\* Актуализированная редакция «Автомобильные дороги».

Для обеспечения устойчивости откосов насыпи от размыва атмосферными осадками и ветровой эрозии предлагается предусмотреть их укреплением.

Отвод дождевых и талых вод на площадке УКПГ предполагается осуществлять по лоткам проезжей части автомобильных дорог с устройством дождеприемных колодцев в закрытую ливневую канализацию.

Основные параметры проездов на территории площадки УКПГ необходимо принять согласно требованиям СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт» Актуализированная редакция СНиП 2.05.07.91\*.

Покрытие предлагается выполнить из сборных ж.б. плит для автомобильных дорог в сложных условиях по серии 3.503.1-91 с устройством бортового камня на территории УКПГ и обочинами вне площадки.

Для подхода работников к зданиям и сооружениям необходимо предусмотреть тротуары шириной с покрытием из сборных бетонных плит 6К.7 ГОСТ 17608-91\* с устройством бортового камня.

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
УКПГ				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Площадка отключающей арматуры ГСК (поз. по гп – 200)	Здание блочно-модульное насосной N2 (поз. по гп 201e)	СТУ п.3.2 таб.3.1 п.2,п.6	9	42
Блок-бокс узла коммерческого измерения расхода газа (поз. по гп – 205)	Емкости буферные (поз. по гп 201г).	СП231.1311500.2015 табл. 2 (Замерная установка - УПГ)	9	18
Сепараторы факельные (поз. по гп – 228)	Пробкоуловители (поз. по гп 201a)	СТУ п.3.2 таб.3.1	10	12

<b>Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями</b>				
<b>УКПГ</b>				
<b>Сооружение 1</b>	<b>Сооружение 2</b>	<b>Ссылка на норматив</b>	<b>Нормативное расстояние (не менее), м</b>	<b>Расстояние принятое в проекте, м</b>
Блок-бокс установки подготовки топливного и импульсного газа (поз. по гп 206)	Установка ресиверов импульсного газа (поз. по гп 207)	СТУ п.3.2 таб.3.1	Расстояния не нормируются.	9
Пробкоуловители (поз. по гп 201а)	Емкость аварийная V=150м <sup>3</sup> (поз. по гп 201в)	СТУ табл. 3.1	Расстояния не нормируются.	1,5
<b>Зона технологических установок. Согласно требованиям пожарной безопасности, расстояние между технологическими установками принято не менее 25 метров ( СП 4.13130.2013 п.п.6.10.2.12). Установки поделены на секции. Противопожарное расстояние между секциями не менее 15 метров ( СП 4.13130.2013 п.п.6.10.5.28).</b>				
<b>установка-НТС</b>				
Технологические установки производств категорий А, Б, АН и БН в границах секции НТС (202, 203, 204)	Технологические установки производств категорий А, Б, АН и БН в границах секции НТС	СТУ табл. 3.1	Расстояния не нормируются.	-
Технологические установки производств категорий А, Б, АН и БН в границах секции НТС (поз. по г.п. 202, 203, 204)	Установка регенерации МЭГа (поз. по г.п. 211)	( СП 4.13130.2013 п.п.6.10.2.12)	25	25
<b>Установка стабилизации конденсата (208,209,210,467).</b>				
Установка стабилизации конденсата (208,209,210).	Установка охлаждения газа (поз. по гп 461)	СП 4.13130.2013 п.6.10.2.12.	40	50
Установка стабилизации конденсата (208,209,210).	Компрессорный цех газов стабилизации (поз. по гп 467)	Расстояние между секциями не менее 15 метров (СП 4.13130.2013 п.п.6.10.5.28)	15	16,72
Печь подогрева конденсата N1,2,3 (поз. по гп 208г,209г, 210г)	Здание блочно-модульное насосной конденсата N1, 2, 3 3 (поз. по гп 208б,209б, 210б)	СТУ табл. 3.1	15	15,25
<b>Установка регенерации МЭГа (211, 212, 213)</b>				
Установка регенерации МЭГа (212)	Блочно - модульная котельная (поз. по гп 310)	СТУ табл. 3.1	30	47
Установка регенерации МЭГа (211)	Склад дизтоплива расходный V=600 м <sup>3</sup> (поз. по гп 331)	СП155.13130.2014 п.6.5, табл. 3 Строка 8	24	39

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
УКПГ				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
<b>Резервуарный парк стабильного конденсата</b>				
Резервуарный парк конденсата V=4x10000м <sup>3</sup> (поз. по г.п. 220)	Резервуарный парк конденсата V=2x5000 м <sup>3</sup> (поз. по г.п. 70)	СТУ п. 3.8	40	63
	Здание блочно-модульное насосной стабильного конденсата (поз. по г.п. 221)	СП 4.13130.2013 п.6.4.9 таб.15	15	38
	Узел хранения и дозирования пенообразователя (поз. по г.п. – 259)	СП231.1311500.20 15 п. 6.1.16	40	53
	Площадка отключающей арматуры резервуарного парка конденсата (поз. по г.п. – 223)	СП 4.13130.2013 п.6.4.9 таб.15	15	20
Здание блочно-модульное насосной стабильного конденсата (поз. по г.п. 221)	Узел хранения и дозирования пенообразователя (поз. по г.п. – 259)	СП231.1311500.20 15 п. 6.1.16	20	20,46
	Блок-бокс узла коммерческого измерения конденсата газового стабильного (поз. по г.п. 222)	СП 4.13130.2013 п.6.1.2	9	17.85
<b>Резервуарный парк метанола</b>				
Резервуарный парк метанола	Установка регенерации МЭГа (поз. 211, 212, 213)	СП155.13130.2014 п.6.5, табл. 3 Строка 8	40	209
Емкости расходные метанола V=4x200м <sup>3</sup> (поз. по гп - 265)	Установка гидрозатвора (поз. по гп - 265)	СТУ Пункт 3.22	Расстояния не нормируются.	
	Емкость приемно-дренажная метанола V=40 м <sup>3</sup> (поз. по гп - 219)	СТУ таблица 3.1	15	25
	Здание насосной станции производственно-противопожарного водоснабжения (поз. по гп 248)	СП155.13130.2014 п.6.5, табл. 3 Строка 4	40	104
Емкости расходные МЭГа и метанола (поз. по гп - 215)	Резервуар вертикальный на противопожарные нужды V=2000 м <sup>3</sup> с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным (поз. по гп 249)	СП155.13130.2014 п.6.5, табл. 3 Строка 4	40	54.5

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
УКПГ				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
<b>Территория ГКС</b>				
Компрессорный цех (поз. по гп 460)	Установка охлаждения газа (поз. по гп 461)	СТУ таблица 3.1	Расстояния не нормируются.	44
	Здание энергетического блока (поз. по гп 473)	СТУ таблица 3.1	30	30,5
	Установка замера газа (поз. по гп 469)	СТУ таблица 3.1	Расстояния не нормируются.	42
Установка подготовки газа (поз. по гп 463)	Установка замера газа (поз. по гп 469)	СТУ таблица 3.1	Расстояния не нормируются.	15
Узел запуска-приема ОУ (поз. по гп 465)	Компрессорный цех (для очистки ГК) (поз. по гп 463)	СТУ таблица 3.1	Расстояния не нормируются.	56
Установка охлаждения газа (поз. по гп 461)	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (поз. по гп 477)	ПУЭ таб.7.3.13	12	24
<b>Зона вспомогательных зданий и сооружений подсобно-производственного назначения</b>				
Котельная (поз.310)	Склад ГСМ (поз. по гп 331)	СП 231.1311500.2015 п.6.1.28	40	74
	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1600/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 235)	СП 4.13130.2013 п.6.1.2	9	19
Склад дизтоплива в составе: (поз. по гп 331) Расходный склад ГСМ (V=600 м <sup>3</sup> )	Здания В/У/ С0, Операторная промысла (поз. по гп 301)	СП4.13130.2013 п. 6.1.7, табл.4	24	33
	Установка регенерации МЭГа (поз. по гп 211)	СП155.13130.2014 п.6.5, табл. 3 Строка 8	24	39

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями и технологическими установками УКПГ обустройства Южно-Киринского месторождения и УКПГ обустройства Киринского месторождения				
УКПГ				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Площадка буферных емкостей V=6x200м <sup>3</sup> (поз. по гп 412)	Сепараторы факельные (поз. по гп – 228)	СТУ таблица 3.2	40	47
	Блок-бокс коммерческого измерения расхода газа (поз. по гп 205)	СТУ таблица 3.2	40	48

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями и технологическими установками УКПГ обустройства Южно-Киринского месторождения и УКПГ обустройства Киринского месторождения				
УКПГ				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Установка низкотемпературной сепарации газа (поз. по гп 202,203,204)	Цех подготовки газа (поз. по гп 3)	СТУ таблица 3.2	40	52
	Установка компрессорного цеха (поз. по гп 35)	СТУ таблица 3.2	40	65
Установка регенерации МЭГа (поз. по гп 211)	Резервуары вертикальные на противопожарные нужды V=2000 м <sup>3</sup> с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным "ВЕГА"1000/2000 (поз. по гп 106,107)	СТУ таблица 3.2	40	77
Площадка для слива АЦ (поз. по гп 331г)	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-630/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 417)	СТУ таблица 3.2	30	53
	Здание тарного хранения масла (поз. по гп 420)	СТУ таблица 3.2	30	47
Здание операторной (поз. по гп 301)	Здание тарного хранения масла (поз. по гп 420)	СТУ таблица 3.2	30	55

#### 9.4 Генеральный план площадки промбазы

Существующая площадка Промбазы и Вахтового жилого комплекса (ВЖК) Южно-Киринского месторождения располагается в полутора километрах юго-западнее УКПГ.

С северо-востока к площадке существующего комплекса подходит трасса автодороги.

Южнее существующей площадки ВЖК, с учетом ранее запроектированных сооружений по «Обустройству Киринского ГКМ (корректировка 2), размещены:

- Общежитие на 200 мест (поз. по г.п.122);
- Канализационная насосная станция бытовых стоков (поз. по г.п.124);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-630/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п.125);
- Здание административное с диспетчерской (поз. по г.п.130);
- Здание ремонтно-эксплуатационного блока (поз. по г.п.131);

- Прожекторная мачта (H=24 м) с молниеприемником (H=28,1 м) (поз. по г.п.132а-б);
- Прожекторная мачта с молниеприемником (H=43 м) (поз. по г.п.132в);
- Опора наружного освещения (поз. по г.п.133в-и);
- Прожекторная мачта (H=24 м) с молниеприемником (H=28,1 м) (поз. по г.п.137а-б);
- Площадка для накопления отходов (поз. по г.п.138а-е);

Со стороны подхода автодороги, запроектирована АГНКС:

- Операторная заправки автомашин (поз. по г.п.43а);
- Топливозаправочная колонка (поз. по г.п.43б);
- Станция газонаполнительная автомобильная (поз. по г.п.43в);

Ко всем зданиям и сооружениям предусмотрены подъезды и проезды.

Расстояния от края проезжей части или спланированной поверхности, обеспечивающей проезд пожарных автомобилей, до стен зданий и сооружений производственного назначения предусмотрены согласно статьи 98 Федерального закона № 123-ФЗ. Расстояние от края проезжей части или спланированной поверхности, обеспечивающей проезд пожарных автомобилей, до стен зданий высотой не более 12 метров должно быть не более 25 метров, при высоте зданий более 12, но не более 28 метров - не более 8 метров, а при высоте зданий более 28 метров - не более 10 метров. (ФЗ-123 статья 98, пункт 7)

Внутриплощадочные проезды проектируемых площадок предусматриваются шириной 4,5- 6,0м (не менее 3.5 СП 231.1311500.2015 п. 6.1.31).

На тупиковых проездах проектируются разворотные площадки размером не менее 15х15м (п.8.13 СП 4.13130.2013).

Расстояния от автопроездов и подъездов до зданий и сооружений приняты в соответствии с СП18.13330.2011 п. 5.41 Таблица 2 и составляют:

- не менее 1,5м – при отсутствии въезда в здание и при длине до 20 м;
- не менее 3м – при отсутствии въезда в здание и при длине более 20 м;
- не менее 0,5м – от наружных лестниц, опор эстакад, выступающих частей зданий, мачт.

Возвышение низа строительных конструкций эстакад над проезжей частью автомобильных проездов принята не менее 5 метров (СП 231.1311500.2015 п. 6.1.32, СП 18.13330.2011 п. 6.25б).

При размещении Общежития на 200 мест, на свободной территории предложено обустройство автостоянки и установки опор наружного освещения (поз. по г.п. 117и-117л,

117п-117с, 134а-134и). Автостоянка расположена в соответствии с СП4.13130.2013 п.6.11.2 и 6.11.3 на расстоянии 10 метров от здания общежития (поз.по гп 122).

Проектом предусмотрено благоустройство территории в виде посева газонов, посадки деревьев и кустарников местных пород, устройства пешеходных дорожек и площадок с твердым покрытием, с размещением на них скамеек для отдыха и урн для мусора.

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
Промбаза				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Общежитие на 200 мест (поз. по гп 122)	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-630/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 125)	СП 4.13130.2013 пункт 4.3	12	29
	Блок-бокс котельная (поз. по гп 116)	СП 4.13130.2013 пункт 4.3	12	27
	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТПА-630/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 113)	СП 4.13130.2013 пункт 4.3	12	30
	Блок-бокс котельная (поз. по гп 116)	СП 4.13130.2013 п.4.3 таб.1	10	27
Здание административное с диспетчерской (поз. по гп 130)	Общежитие на 160 мест со столовой (поз. по гп 115).	СП 4.13130.2013 пункт 4.3	6	36
Здание ремонтно-эксплуатационного блока (поз.по гп 131).	Общежитие на 160 мест со столовой (поз. по гп 115)	СП 4.13130.2013 пункт 4.3	12	52
	Канализационная насосная станция бытовых стоков (поз. по гп 124).	СП 4.13130.2013 пункт 6.1, таб.3	9	10
Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-630/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 125)	Склад материалов и оборудования (поз. по гп 119).	СП 4.13130.2013 пункт 6.1.2	9	27
Расстояние от зданий, сооружений и оборудования технологических систем АЗС, м (ограждение территории поз. по гп 43)	Производственные и складские здания и сооружения промышленных предприятий, административно-бытовые здания и сооружения промышленных предприятий, размещенных вне территорий населенных пунктов	СП 156.13130.2014 П.8.3, Таб.5	40	41

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
Промбаза				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Операторная заправка автомашин (поз. по гп 43а)	Топливозаправочная колонка (поз. по гп 43б)	СП 156.13130.2014 П.8.4, Таб.6	9	16
	Станция газонаполнительная (поз. по гп 43в)	СП 156.13130.2014 П.8.4, Таб.6	9	26
Топливозаправочная колонка (поз. по гп 43б)	Станция газонаполнительная (поз. по гп 43в)	СП 156.13130.2014 П.8.4, Таб.6	10	19

### 9.5 Генеральный план площадки управления морским технологическим комплексом (ПУМТК)

На территории вновь проектируемой площадки ПУМТК размещены:

- Береговое здание подключения шлангокабеля (ЛВЖ) (поз. по г.п.1);
- Укрытие кранов (ЛВЖ) (поз. по г.п.2);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТПА-400/10/0,4-УХЛ1 (поз. по г.п.3);
- Блок-бокс аварийной дизельной электростанции 410кВА (поз. по г.п.4);
- Прожекторная мачта 24 м с молниеприемником (h=28,1 м) (поз. по г.п.5);
- Склад дизтоплива V=50 м<sup>3</sup> в составе: (поз. по г.п.7);
- Емкости дизтоплива расходные V=2x25 м<sup>3</sup> (поз. по г.п.7а);
- Емкость подземная дренажная V=3 м<sup>3</sup> (поз. по г.п.7б);
- Молниеприемник (H=40 м) (поз. по г.п.8);
- Емкость подземная дренажная V=3 м<sup>3</sup> (гидравлическая жидкость) (поз. по г.п.9);
- Резервуар для противопожарного запаса воды V=200м<sup>3</sup> (поз. по г.п.10);
- Резервуар для противопожарного запаса воды V=200м<sup>3</sup> (поз. по г.п.10а).

Трасса автодороги к площадке подходит с западной части. На площадке предусмотрены проезды с твердым покрытием (дорожные плиты).

Территория площадки выполнена в ограждении из металлических сетчатых панелей по металлическим опорам с периметральной охранной зоной вдоль внутренней стороны периметра.

По границам склада дизтоплива (поз. 7) предусмотрен проезд с проезжей частью шириной не менее 3,5 м и покрытием переходного типа в соответствии с п. 6.16 СП 155.13130.2014.

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
Площадка управления морским технологическим комплексом				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Береговое здание подключения шлангокабеля (ЛВЖ) (поз. по гп 1)	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-400/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 3)	СП 4.13130.2013 пункт 6.1.2	9	10
	Резервуар для противопожарного запаса воды V=200м <sup>3</sup> (поз. по гп 10)	СП 231.1311500.2015 пункт 6.1.16	20	31
Блок-бокс аварийной дизельной электростанции 410кВА (поз. по гп 4)	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-400/10/0,4-УХЛ1 (поз. по гп 3)	СП 4.13130.2013 пункт 6.1.2	9	11
	Склад дизтоплива V=50 м <sup>3</sup> (поз. по гп 7)	СП 4.13130.2013 пункт 6.1.7	12	12.5

## 9.6 Генеральный план площадки канализационных очистных сооружений (КОС)

Площадка сооружений сбора и очистки канализационных стоков расположена восточнее существующих канализационных сооружений в собственном ограждении.

С юга к существующей площадке КОС подходит трасса автодороги и трасса внеплощадочных коммуникаций.

Подъезд к проектируемой площадке КОС осуществляются с существующей подъездной автодороги.

Здания и сооружения размещены по отношению друг к другу в соответствии с технологической схемой функционирования комплекса и схемой подхода коммуникаций к площадке.

На территории комплекса очистки дождевых стоков размещены:

- Резервуар для дождевых стоков V=100 м<sup>3</sup> (поз. по г.п.22,22а);
- Площадка обслуживания (поз. по г.п.22б).

- Канализационная насосная станция для дождевых стоков (поз. по г.п.23);
- Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=100 \text{ м}^3$  (поз. по г.п.24,24а);
- Канализационные очистные сооружения для дождевых стоков (поз. по г.п.25).
- Комплекс термического обезвреживания жидких стоков в том числе: (поз. по г.п.26)
- Комплекс термического обезвреживания жидких стоков №1 (поз. по г.п.26а);
- Комплекс термического обезвреживания жидких стоков №2 (поз. по г.п.26б);
- Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. по г.п.27);
- Резервуар для производственных и бытовых стоков  $V=200 \text{ м}^3$  (поз. по г.п.29,29а);
- Площадка обслуживания (поз. по г.п.29б).

Площадка освещается прожекторной мачтой с молниеотводом (поз. по г.п. 28).

Коммуникации запроектированы частично подземно, частично на низких эстакадах, собранных в коридоры, предусмотренные на генплане для их прохождения. Возвышение низа строительных конструкций эстакад над проезжей частью автомобильных проездов принята не менее 5 метров (СП 231.1311500.2015 п. 6.1.32, СП 18.13330.2011 п. 6.25б).

Ко всем зданиям и сооружениям комплекса запроектированы пожарные и технологические подъезды с твердым покрытием шириной 4-6 метров (не менее 3.5 СП 231.1311500.2015 п. 6.1.31).

Обустроены пешеходные дорожки, открытые грунтовые поверхности укреплены посевом многолетних трав (газон).

По периметру площадки КОС запроектировано ограждение из металлических сетчатых панелей по металлическим опорам с периметральной охранной зоной вдоль внутренней стороны ограждения.

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
КОС				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Канализационные очистные сооружения для дождевых стоков (поз. по гп – 25)	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. по гп – 27)	СП4.13130.2013 П.6.1.2, таб.3	9	25,5

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
КОС				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Комплекс термического обезвреживания жидких стоков №1 (поз. по гп – 26а)	Комплекс термического обезвреживания жидких стоков №2 (поз. по гп – 26б)	СП4.13130.2013 П.6.1.2, таб.3 Не нормируется для зданий категории Г	Расстояние не нормируется	7
Блочно-комплектная трансформаторная подстанция 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. по гп – 27)	Комплекс термического обезвреживания жидких стоков №1 (поз. по гп – 26а)	СП4.13130.2013 П.6.1.2, таб.3	9	16,5
Канализационная насосная станция для дождевых стоков (поз. по гп 23)	Канализационные очистные сооружения для дождевых стоков (поз. по гп – 25)	СП4.13130.2013 П.6.1.2, таб.3 Не нормируется для зданий категории Д	Расстояние не нормируется	21

## 9.7 Генеральные планы площадок газосборного коллектора

В данном подразделе рассмотрены площадки обустройства газосборного коллектора (2 нитки). Согласно технологической схеме на ГК предусмотрена:

- площадка узла охранного крана УОК №1;
- площадка кранового узла КУ №2 (МЭГ);
- площадка кранового узла № КУ 3.

Все площадки узлов установки кранов возводятся на планировочной насыпи из песчаных грунтов.

По периметру площадок крановых узлов выполнено ограждение с устройством калиток для обслуживающего персонала.

Металлическое сетчатое ограждение устанавливается на свайное основание.

На площадках крановых узлов проектируется сплошное покрытие территории щебнем.

Ко всем сооружениям предусматривается возможность подъезда автотранспорта.

К площадкам крановых узлов проектируются подъезды и разворотные площадки перед въездом на территорию. Для удобства ремонтных и монтажных работ в ограждении предусмотрены распашные ворота для установки автокрана.

При размещении блочно-комплектного устройства электроснабжения на территории крановых узлов выполнено согласно требованиям (СП 36.12220.2013 Таблица 4 строка 9), на расстоянии не менее 25 метров от взрывоопасных зон.

## 9.8 Генеральные планы площадок газопровода подключения

В данном подразделе рассмотрены площадки обустройства газопровода подключения:

- площадка узла запуска очистного устройства (УЗОУ-Гпп);
- площадка узла охранного крана УОК №1-Гпп;
- площадка узла приема очистного устройства (УПОУ-Гпп);

К площадкам УЗОУ и УПОУ подходит трасса автодороги, с которой на площадку предусмотрен въезд. Проезды шириной 6 метров с покрытием из щебня, для разгрузки и погрузки очистного устройства и для подъезда автотранспорта к крановым узлам для ремонтных работ.

На площадке УЗОУ (УПОУ) расположены: камеры приема ОУ, трубопроводы, запорная арматура, узлы сбора продуктов очистки, сигнализаторы прохождения ОУ, укрытия над крановыми узлами с площадками обслуживания вокруг них и системой пешеходных дорожек, обеспечивающих подход обслуживающего персонала ко всем узлам. В центре площадки запроектирована прожекторная мачта и молниеотводы.

По периметру площадок выполнено проветриваемое ограждение из металлических сетчатых панелей с устройством ворот и калиток.

На площадке запроектирован основной въезд и аварийный выход для эвакуации рабочих.

Площадка узла охранного крана (УОК) возводятся на планировочной насыпи из песчаных грунтов.

На площадках крановых узлов проектируется сплошное покрытие территории щебнем.

К площадкам крановых узлов проектируются подъезды и разворотные площадки перед въездом на территорию.

Размещении блочно-комплектного устройства электроснабжения на территории крановых узлов выполнено согласно требованиям (СП 36.12220.2013 Таблица 4 строка 9), на расстоянии не менее 25 метров от взрывоопасных зон.

## 9.9 Генеральные планы площадок конденсатопровода подключения

В данном подразделе рассмотрены площадки обустройства конденсатопровода подключения:

- площадка узла запуска очистного устройства (УЗОУ-Кпп);
- площадка узла охранного крана УОК-Кпп;

- площадка узла приема очистного устройства (УПОУ-Кпп);
- Узел подключения конденсатопровода подключения в существующий нефтепровод «СЭИК» (УЗП-Кпп).

К площадкам УЗОУ и УПОУ подходит трасса автодороги, с которой на площадку предусмотрен въезд. Проезды с шириной 6 метров, для разгрузки и погрузки очистного устройства и для подъезда автотранспорта к крановым узлам для ремонтных работ.

На площадке УЗОУ (УПОУ) расположены: камеры приема ОУ, трубопроводы, запорная арматура, узлы сбора продуктов очистки, сигнализаторы прохождения ОУ, укрытия над крановыми узлами с площадками обслуживания вокруг них и системой пешеходных дорожек, обеспечивающих подход обслуживающего персонала ко всем узлам. В центре площадки запроектирована прожекторная мачта и молниеотводы.

На площадке запроектирован основной въезд и аварийный выход для эвакуации рабочих.

Площадка узла охранного крана (УОК\_Кпп) возводятся на планировочной насыпи из песчаных грунтов. Территория площадки укреплена сплошным покрытием из щебня.

На территории площадки УЗП-Кпп размещены:

- Блок-бокс узла технологических измерений КГС (поз. по г.п.1);
- Блочно-комплектное устройство электроснабжения (поз. по г.п. 2);
- Прожекторная мачта ПМС24-2Р (поз. по г.п.3).

Ко всем зданиям и сооружениям предусмотрено устройство пожарных проездов.

Минимальные допустимые расстояния между зданиями, сооружениями				
Узел подключения конденсатопровода подключения в существующий нефтепровод «СЭИК»				
Сооружение 1	Сооружение 2	Ссылка на норматив	Нормативное расстояние (не менее), м	Расстояние принятое в проекте, м
Блок-бокс узла технологических измерений КГС (поз. по гп 1)	Блочно-комплектное устройство электроснабжения (поз. по гп 2)	СП 4.13130.2013 пункт 6.1.2	9	20

По периметру площадок выполнено проветриваемое ограждение из металлических сетчатых панелей с устройством ворот и калиток.

## 9.10 Технико-экономические показатели площадок проектирования по генплану

### ТЭП площадки УКПГ

• Площадь участка технологической зоны УКПГ	22,12 га
• Площадь участка вспомогательной зоны УКПГ	5,18 га
• Площадь участка хранения МЭГа	4,27 га
• Площадь участка - Резервуарный парк конденсата	3,92 га
• Площадь участка ГКС	5,65 га
• Площадь участка ЭСН	3,95 га
• Площадь участка ВОС	1,54 га
• Площадка вертикальных факелов	6,33 га
• Площадка складирования снега	0,85 га

### ТЭП площадки ПБ

• Площадь участка ВЖК (в условной границе проектирования)	3,34 га
• Площадь застройки	1,44 га
• Площадь дорожного покрытия	8742 м <sup>2</sup>
• Площадь пешеходных дорожек	2130 м <sup>2</sup>
• Площадь покрытия (щебень)	12 842 м <sup>2</sup>
• Площадь газона	2564 м <sup>2</sup>

### ТЭП площадки ПУМТК

• Площадь участка в ограждении	8040 м <sup>2</sup>
• Площадь дорожного покрытия	2379 м <sup>2</sup>
• Площадь пешеходных дорожек	68 м <sup>2</sup>

### ТЭП площадки КОС

• Площадь участка в ограждении	1,501 га
• Площадь проектируемого дорожного покрытия	0,437 га
• Площадь застройки зданий и сооружений	0,572 га

### ТЭП площадки ВЗ

• Площадь участка в ограждении	2,95 га
--------------------------------	---------

**ТЭП площадок газосборного коллектора:**

- **Площадка узла охранного крана УОК-ГК**
  - Площадь крановых узлов в границах отсыпки 3874 м<sup>2</sup>
  - Площадь крановых узлов в пределах ограждения 819 м<sup>2</sup>
  - Площадь участка блок-контейнера электроснабжения в пределах ограждения 195 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 1193 м<sup>2</sup>
  - Площадь пешеходных дорожек 74,57 м<sup>2</sup>
- **Площадка кранового узла КУ2-ГК**
  - Площадь крановых узлов в границах отсыпки 2112 м<sup>2</sup>
  - Площадь крановых узлов в пределах ограждения 200 м<sup>2</sup>
  - Площадь участка блок-контейнера электроснабжения в пределах ограждения 228 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 755 м<sup>2</sup>
- **Площадка кранового узла № КУ 3-ГК**
  - Площадь крановых узлов в границах отсыпки 2620 м<sup>2</sup>
  - Площадь крановых узлов в пределах ограждения 648 м<sup>2</sup>
  - Площадь участка блок-контейнера электроснабжения в пределах ограждения 216 м<sup>2</sup>

**ТЭП площадок газопровода подключения:**

- **Площадка узла запуска очистного устройства (УЗОУ-Гпп)**
  - Площадь участка в пределах ограждения 7684 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 1777 м<sup>2</sup>
  - Площадь пешеходных дорожек 34 м<sup>2</sup>
- **Площадка узла охранного крана УОК №1- Гпп**
  - Площадь участка в пределах ограждения 320 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 320 м<sup>2</sup>
- **Площадка узла приема очистного устройства (УПОУ- Гпп)**
  - Площадь участка в пределах ограждения 6510 м<sup>2</sup>
  - Площадь участка блочно-комплектного устройства электроснабжения в пределах ограждения 300 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 2239 м<sup>2</sup>
  - Площадь пешеходных дорожек 56 м<sup>2</sup>

### ТЭП площадок конденсатопровода подключения:

- **Площадка узла запуска очистного устройства (УЗОУ-Кпп)**
  - Площадь участка в пределах ограждения 3931 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 1308 м<sup>2</sup>
  - Площадь пешеходных дорожек 27 м<sup>2</sup>
- **Площадка узла охранного крана УОК-Кпп**
  - Площадь участка в пределах ограждения 1500 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 629 м<sup>2</sup>
- **Площадка узла приема очистного устройства (УПОУ-Кпп)**
  - Площадь участка в пределах ограждения 3844 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия (щебень) 1282 м<sup>2</sup>
  - Площадь пешеходных дорожек 58 м<sup>2</sup>
- **Узел подключения конденсатопровода подключения в существующий нефтепровод «СЭИК» (УЗП-Кпп).**
  - Площадь участка в пределах ограждения 2040 м<sup>2</sup>
  - Площадь дорожного покрытия 770 м<sup>2</sup>
  - Площадь пешеходных дорожек 23 м<sup>2</sup>

### 9.11 Решения по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных природных процессов

#### *Подготовка территории строительства*

До начала основных строительных работ на участках, отведенных под строительство проектируемых объектов, а также на участках краткосрочного отвода для нужд строительства, должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

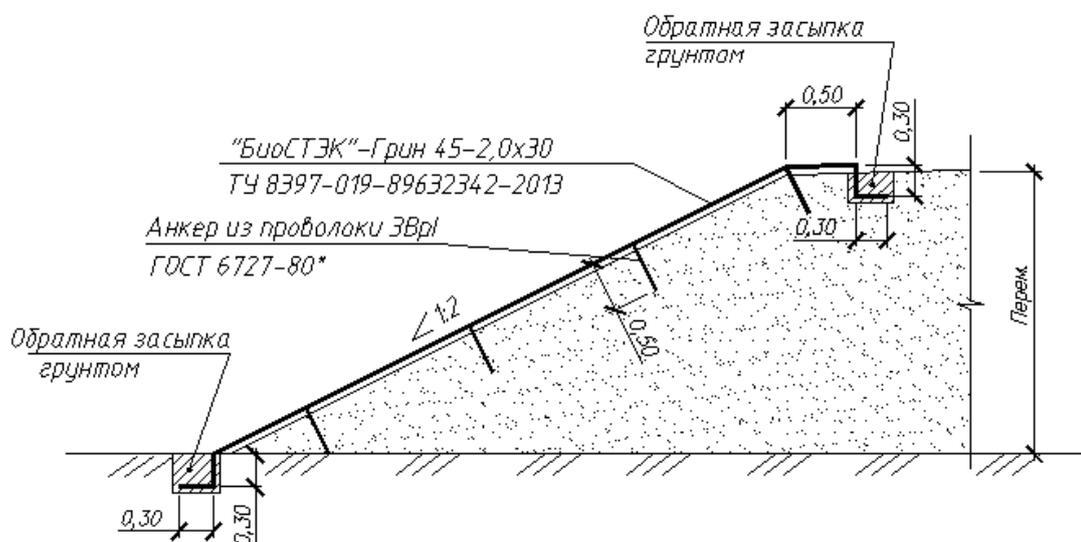
- создание геодезической разбивочной основы;
- восстановление и закрепление на местности границ площадок в соответствии со СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве»;
- *рубка леса (с корчевкой пней) и расчистка от кустарника и мелколесья площадей, отводимых под строительные площадки;*
- расчистка полосы отвода от снега в зимний период времени.

### **Инженерная защита площадок от последствий влияния паводковых и поверхностных вод**

Проектируемые площадки, находятся на не подтапливаемой территории.

Для обеспечения устойчивости не подтапливаемых откосов насыпи от размыва атмосферными осадками и ветровой эрозии проектом предусмотрено их укрепление материалом для укрепления грунтовых поверхностей «БиоСТЭК».

#### *Конструкция укрепления откосов*



«БиоСТЭК» представляет собой нетканый материал, изготовленный из нетканого биоразлагаемого полотна, семян специальной травосмеси и биоразлагаемой. Материал состоит из натуральных материалов, которые активно участвуют в процессе восстановления почвы, способствующий быстрому формированию растительного покрова.

## **10 Автомобильные дороги и сооружения**

### **10.1 Обоснование категории**

Исходя из назначения рассматриваемых автодорог, климатических и инженерно-гидрологических условий, опыта проектирования, строительства и эксплуатации автодорог «Обустройство Киринского ГКМ», подъездные автодороги приняты по СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91\*»:

- IV-в технической категории к площадным сооружениям газопровода - подключения, конденсатопровода – подключения и газосборного коллектора;
- III-в категории к площадкам УКПГ2 и УМТК (ПУМТК).



За расчетный автомобиль принят:

- КАМАЗ-65111 (6х6) самосвал, вахтовка, угол преодолеваемого подъема 30 град. (575 промилль);
- Для обеспечения эпизодического разъезда автомобилей на однополосной автодороге IV-в категории к площадке УПОУ –Гпп протяженностью 0,783 км, предусмотрена площадка разъезда шириной 4,50 м ( проезжая часть 3,50 м+ обочина 1,00 м) длиной 75,00 м.

На кривых в плане радиусом 600 м и менее предусмотрено устройство виражей. Настоящим проектом устройство виражей выполнено с использованием программного устройства Топоматик «Robur».

При радиусе кривых в плане до 500 м на внутриплощадочных дорогах с внутренней стороны проезжей части устраивается уширение проезжей части за счет обочин.

При радиусе кривых в плане 300м и менее устраиваются переходные кривые , длина которых принимается в соответствии с таблицей 7.6 СП 37.13330.2012 с учетом расчетной скорости и радиуса круговой кривой в плане. Для стесненных условий проектирования при невозможности устройства переходных кривых введено ограничение скоростного режима для обеспечения безопасности движения.

В составе проекта в данной части рассмотрены автомобильные дороги к площадным сооружениям. Протяженности автодорог приведены в таблице 69

**Таблица 69 – Протяженности автодорог**

№п/п	Наименование дорог		Протяженность, км
1	площадки	УКПГ	0,146
2		УМТК (ПУМТК)	0,319
3	Газосборный коллектор: УОК№1		0,045
4	Газосборный коллектор: КУ№2 (МЭГ)		0,22
5	Газосборный коллектор: КУ№3		0,031
6	Газопровод подключения: УЗОУ-Гпп		0,184
7	Газопровод подключения: УОК№1-Гпп		0,287
8	Газопровод подключения: УПОУ-Гпп		0,783
9	Конденсатопровод- подключения: УЗОУ-Кпп		0,036
10	Конденсатопровод- подключения: УОК-Кпп		0,042
11	Конденсатопровод- подключения: УПОУ-Кпп		0,202
12	УЗП -Кпп		0,185
ВСЕГО			2,48

## 10.2 Трассы автодорог

Трассы подъездных автодорог проложены с максимальным использованием сети существующих автодорог по землям Ноглинского лесничества.

При назначении трасс автодорог учитывалось принятия технически грамотных решений по пересечениям с коммуникациями. Начало трасс автодорог осуществлено от сети существующих, запроектированных и проектируемых автодорог Киринского ГКМ.

### Подъездная автодорога к УКПГ

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УКПГ км 0+320 автодороги к УЗОУ-Кпп.

Трасса автодороги протяженностью 0,146 км проложена камерально в параллельном следовании с изысканной трассой.

По трассе автодороги кривых в плане нет.

Трасса автодороги пересекает по изысканной трассе на:

- Пк0+18,34- кабель связи;
- Пк0+21,07- КЛС.

Конец трассы автодороги ПК 1+46,06 на площадке УКПГ.

### Подъездная автодорога к ПУМТК

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УМТК км 1+956 автодороги к ПДК.

Трасса автодороги протяженностью 0,319 км проложена в параллельном следовании с трассами ВЛ10кв 1 нитка, ВЛ10кв 2 нитка.

По трассе автодороги разбита кривая в плане:

- ВУ1(пк 2+73,07) радиусом 20- примыкание к площадке.

Трасса автодороги пересекает по трассе:

- Пк1+34,38- ВЛ 10кв 1 линия;
- Пк1+49,37- ВЛ 10кв 2 линия;
- Пк2+21,07- ВЛ 10кв 2 линия;
- Пк2+36,07-КЛС;
- Пк2+48,07- ВЛ 10кв 1 линия.

Конец трассы автодороги ПК 3+18,84 на площадке УМТК.

#### **Подъездная автодорога к УОК№1**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УОК№1 на км 2+336 автодороги УКПГ-УОК№1 .

Трасса автодороги протяженностью 0,045 км.

Конец трассы автодороги ПК 0+44,75 на площадке УОК№.

#### **Подъездная автодорога к КУ2(МЭГ)**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке КУ2(МЭГ) на существующей автодороге к КУ2.

Трасса автодороги протяженностью 0,221 км проложена в параллельном следовании с трассами ВЛ10кв 1 и 2 линии, КЛС.

По трассе автодороги разбита кривая в плане:

- ВУ1 (пк1+60,97) радиусом 25 м и переходной кривой 25 м.

Трасса автодороги пересекает на:

- Пк1+88,36- трассу ВЛ10кв 2 линия;
- Пк2+03,36 - трассу ВЛ10кв 2 линия;
- Пк2+15,35 – трассу КЛС.

Конец трассы автодороги ПК 2+21,04 на площадке КУ2.

#### **Подъездная автодорога к КУ3**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке КУ3 на км1+469 существующей автодороги к ОБТК.

Трасса автодороги протяженностью 0,031 км в параллельном следовании с трассой КЛС.

По трассе автодороги кривых в плане нет.

Конец трассы автодороги ПК 0+31,21 на площадке КУ3.

#### **Подъездная автодорога к УЗОУ-Гпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УЗОУ-Гпп на км 1+896 автодороги УКПГ-УОК№1.

Трасса автодороги протяженностью 0,184 км проложена камерально в параллельном следовании с изысканной трассой.

Конец трассы автодороги ПК 1+83,81 на площадке УЗОУ-Гпп.

#### **Подъездная автодорога к УОК№1- Гпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УОК-Гпп км2+467 автодороги к УОК№1.

Трасса автодороги протяженностью 0,287 км проложена в параллельном следовании с существующими конденсатороводом и кабелем связи с трассами ВЛ10кв 1 нитка, ВОЛС, ВЛ10кв 1 нитка, магистральным газопроводом 1 и 2 нитка, КЛС, и ВЛ48в..

По трассе автодороги разбиты кривые в плане:

- ВУ1 (пк 1+34,76) радиусом 30 м с переходной кривой 20 м;
- ВУ2(пк 2+32,25) радиусом 30 м;
- ВУ3(пк 2+65,68) радиусом 30 м.

Трасса автодороги пересекает по трассе на:

- Пк1+49,03 существующий кабель связи;
- Пк1+58,93 существующий конденсаторовод;
- Пк1+74,19- трассу ГК 1 нитка;
- Пк1+89,20- трассу ГК 2 нитка.

Конец трассы автодороги ПК 2+87,19 на площадке УОК-Гпп.

#### **Подъездная автодорога к УПОУ- Гпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УПОУ-Гпп от существующей площадки УКПГ.

Трасса автодороги протяженностью 0,783 км проложена в параллельном следовании с трассами ВЛ10кв 1 нитка, ВЛ10кв 2 нитка, конденсатороводом, магистральным газопроводом.

По трассе автодороги разбиты кривые в плане:

- ВУ10681(пк 0+42,97) радиусом 30м с переходной кривой 20 м;
- ВУ10685(пк 2+54,18) радиусом 40м с переходной кривой 30 м;
- ВУ10686(пк 3+87,17) радиусом 40м с переходной кривой 30 м;

- ВУ1(пк 6+80,29) радиусом 40м с переходной кривой 15 м;
- ВУ2(пк 7+39,53) радиусом 35м с переходной кривой 10 м.

Трасса автодороги пересекает по трассе на:

- Пк0+57,73 существующую ВЛ10кв;
- Пк0+72,63 существующую ВЛ10кв;
- Пк0+92,60- трассу Гпп;
- Пк1+07,60- трассу Кпп;
- Пк1+27,61-трасса ВЛ 10кв 1 линия;
- Пк1+42,67- трасса ВЛ 10кв 2 линия.

Конец трассы автодороги ПК 7+82,73 на площадке УПОУ-Гпп.

#### **Подъездная автодорога к УПОУ-Кпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УПОУ-Кпп пк1+67,61 трассы автодороги к УПОУ-Гпп.

Трасса автодороги протяженностью 0,202км проложена в параллельном следовании с трассами ВЛ10кв 1и 2 линии, МГ, Кпп.

По трассе автодороги разбиты кривые в плане:

- ВУ 10683 (ПК0+49,18) радиус 20 м с переходной кривой 10м;
- ВУ 10684 (ПК0+86,36) радиус 20 м.

Трасса автодороги пересекает на:

- Пк0+44,60- трасса ВЛ10кв 1 линия;
- Пк0+60,61- трассу ВЛ10кв 2 линия.

Конец трассы автодороги ПК 2+01,94 на площадке УПОУ-Кпп.

#### **Подъездная автодорога к УОК-Кпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УОК-Кпп на км 1+197 трассы автодороги УКПГ-УОК№1.

Трасса автодороги протяженностью 0,042 км проложена камерально в параллельном следовании с изысканной трассой.

Конец трассы автодороги ПК 0+41,97 на площадке УОК-Кпп.

#### **Подъездная автодорога к УЗОУ-Кпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УЗОУ-Кпп на км 0+320 трассы автодороги УКПГ-УОК№1 .

Трасса автодороги протяженностью 0,036 км.

Трасса автодороги пересекает на:

- Пк0+18,34- существующий кабель связи;
- Пк0+21,07- трассу КЛС.

Конец трассы автодороги ПК 0+41,97 на площадке УОК-Кпп

#### **Подъездная автодорога к УЗП-Кпп**

Начало трассы подъездной автодороги к площадке УЗП-Кпп пк0+00,00 на существующей площадке УЗП.

Трасса автодороги протяженностью 0,185км проложена в параллельном следовании с существующими кабелем связи и нефтепроводом диаметром 630мм.

По трассе автодороги разбиты кривые в плане:

- ВУ 1 (ПК0+35,00) радиус 30 м;
- ВУ 2 (ПК1+12,68) радиус 30 м с переходной кривой 20м.

Трасса автодороги пересекает на:

- Пк1+37,38- существующий кабель связи;
- Пк1+48,50- существующий нефтепровод.

Конец трассы автодороги ПК 1+84,55 на площадке УЗП-Кпп.

### **10.3 Земляное полотно**

Земляное полотно предусматривают с учетом категории дороги, типа дорожной одежды, высоты насыпи и глубины выемки, свойств грунтов, используемых в земляном полотне, условий производства работ по возведению земляного полотна, природных условий района строительства и особенностей инженерно-геологических условий участка строительства, опыта эксплуатации дорог в данном районе, исходя из обеспечения требуемых прочности, устойчивости и стабильности как самого земляного полотна, так и дорожной одежды при наименьших затратах на стадии строительства и эксплуатации, а также при наименьшем ущербе окружающей среде.

Типы грунтов земляного полотна и степень их уплотнения в местах проложения автомобильных дорог соответствуют требованиям СП34.13330.2012 и ГОСТ 25100 .

Высота насыпи назначается в зависимости от рельефа местности, геологических и гидрологических условий, технологических и строительных требований и по условию снегонезаносимости по формулам 7.2, 7.3 СП 34.13330.2012 .

По условию снегонезаносимости, высота насыпи определяется по формуле:

$$h = h_s + \Delta h,$$

где:  $h$  – высота незаносимой насыпи, м;

$h_s$  - расчетная высота снегового покрова в месте, где возводится насыпь с вероятностью превышения 5%, 1,17м;

$\Delta h$  - возвышение бровки насыпи над расчетным уровнем снегового покрова, необходимое для нее незаносимости.

Возвышение бровки насыпи над расчетным уровнем снегового покрова при расчетной высоте снегового покрова  $h_s$  более 1 м, проверяется достаточность возвышения бровки насыпи над снеговым покровом по условию беспрепятственного размещения снега, сбрасываемого с дороги при снегоочистке и определено по формуле:

$$\Delta h_{sc} = 0,375 h_s B/a,$$

где:  $h_s$  – расчетная высота снегового покрова в месте где возводится насыпь с вероятностью превышения 5% - 1,17м

$\Delta h_{sc}$ - возвышение бровки насыпи над расчетным уровнем снегового покрова;  
B- ширина земляного полотна;

a - расстояние отбрасывания снега с дороги снегоочистителями-8м;

$$\Delta h_{sc} = 0,375 h_s B/a = 0,375 * 1,17 * 8/8 = 0,44\text{м},$$

$$h = h_s + \Delta h_{sc} = 1,17 + 0,44 = 1,61\text{м}.$$

На участках переходов через водотоки рабочая отметка продиктована конструктивными решениями водопропускных сооружений.

Отсыпка автодорог производится дренирующим грунтом с послойным уплотнением по сохраненному мохорастительному слою:

- Тип 2 насыпь с боковыми кюветами;
- Тип1-С насыпь на слабых грунтах основания с укладкой в основании насыпи полотен в два слоя в продольном и поперечном направлении геосетки и геотекстиля.

Заложение откосов 1:3.

Для предотвращения воздействий ветровой и водной эрозий, как в период строительства, так и при эксплуатации, при обеспечении минимума затрат, типы укреплений откосов насыпей и обочин с учетом гидрогеологических условий.

Суглинисто - песчаная смесь толщиной 0,15 м с посевом многолетних трав по прослойке из геотекстиля.

#### 10.4 Дорожная одежда

При разработке конструкции дорожной одежды и выборе типа дорожного покрытия учитывается грузонапряженность и интенсивность движения, климатические, геокриогенные и грунтово-гидрологические условия, санитарно-гигиенические требования, а также обеспеченность района строительства местными строительными материалами, утвержденные решения ОТР и опыт проектирования, строительства и эксплуатации автодорог Киринского ГКМ.

Для автомобильных дорог IV-в категории:

- Гравийно-песчаная смесь толщиной 0,25 м;
- Прослойка из геосетки сплошным слоем.

Требуемый модуль упругости 64 Мпа

Расчет конструкции дорожной одежды выполнен программным средством для расчета дорожной одежды нежесткого типа топоматик «Robug»:

- Расчетные нагрузки (С учетом интенсивности);
- Группа расчетной нагрузки - АК6;
- Диаметр штампа расчетного колеса - 39,000 см;
- Приведенная интенсивность на год службы  $T=3$  - 100,000 авт/сут;
- Приведенная интенсивность на срок службы дорожной одежды  $T=5$  - 25,000 авт/сут;
- Расчетное количество дней в году – 140;
- Суммарное расчетное число приложений расчетной нагрузки - 78988,000;
- Конструкция дорожной одежды.

1:  $h=25,00$  см - "Гравийные смеси с непрерывной гранулометрией при максимальном размере зерен 40 мм  $E=280$  МПа"

2:  $h=0,02$  см - "Геосетка"

3:  $h=150,00$  см - "Грунт с добавлением камня 40%"

Расчетные характеристики материалов слоев

Слой 1:  $\Gamma=1900,00$ ,  $E=280,00$

Слой 2:  $\Gamma=0,00$ ,  $E1=0,00$ ,  $E2=0,00$ ,  $E3=0,00$ ,  $M=0,00$ ,  $\alpha=0,00$ ,  $R0=0,00$ ,  
 $C=0,00000$ ,  $C_{\text{стат}}=0,00000$ ,  $\Phi=0,00$ ,  $\Phi_{\text{стат}}=0,00$

Слой 3:  $\Gamma=0,00$ ,  $E1=0,00$ ,  $E2=0,00$ ,  $E3=0,00$ ,  $M=0,00$ ,  $\alpha=0,00$ ,  $R0=0,00$ ,  
 $C=0,00000$ ,  $C_{\text{стат}}=0,00000$ ,  $\Phi=0,00$ ,  $\Phi_{\text{стат}}=0,00$

Давление от колеса на покрытие - 0,326 МПа

Прочность обеспечена

Расчетные нагрузки (С учетом грузонапряженности)

Группа расчетной нагрузки - АК6

Диаметр штампа расчетного колеса - 39,000 см

Расчетное количество дней в году - 140

Суммарное расчетное число приложений расчетной нагрузки - 18352,000

Конструкция дорожной одежды

1:  $h=25,00$  см - "Гравийные смеси с непрерывной гранулометрией при максимальном размере зерен 40 мм  $E=280$  МПа"

2:  $h=0,02$  см - "Геосетка"

3:  $h=150,00$  см - "Грунт с добавлением камня 40%"

Расчетные характеристики материалов слоев

Слой 1:  $\Gamma=1900,00$ ,  $E=280,00$

Слой 2:  $\Gamma=0,00$ ,  $E1=0,00$ ,  $E2=0,00$ ,  $E3=0,00$ ,  $M=0,00$ ,  $\alpha=0,00$ ,  $R0=0,00$ ,  
 $C=0,00000$ ,  $C_{\text{стат}}=0,00000$ ,  $\Phi=0,00$ ,  $\Phi_{\text{стат}}=0,00$

Слой 3:  $\Gamma=0,00$ ,  $E1=0,00$ ,  $E2=0,00$ ,  $E3=0,00$ ,  $M=0,00$ ,  $\alpha=0,00$ ,  $R0=0,00$ ,  
 $C=0,00000$ ,  $C_{\text{стат}}=0,00000$ ,  $\Phi=0,00$ ,  $\Phi_{\text{стат}}=0,00$

Давление от колеса на покрытие - 0,326 МПа

Прочность обеспечена

Для автодорог III-в категории принята дорожная одежда по типу дорожной одежды существующих автодорог к которым осуществляется примыкание:

- Дополнительный слой основания: песок ГОСТ 8723-2014,  $K_{\text{упл}}=0,95$ , толщиной 0,30 м;

- Разделяющая прослойка из геосетки;
- Основание – природная песчано - гравийная смесь толщиной 0,25 м;
- Покрытие – щебеночная смесь С-1, толщиной 0,15 м;

Укрепление обочин щебнем.

### **10.5 Искусственные сооружения**

Конструкции переходов через водные преграды, определены по данным инженерно-гидрологических изысканий.

#### **Водопрпускные трубы**

Искусственные сооружения на подъездных дорогах к площадкам предполагается выполнить устройством водопрпускных труб из гофрированного металла. Отверстия водопрпускных труб 1,00 м и 1,50 м назначаются с учетом гидрологических характеристик водотока.

Водопрпускные трубы рассматриваются на работу в безнапорном режиме протекания воды.

Угол пересечения автомобильных дорог с водотоками близкий к 90°.

Трубы рассчитаны на сейсмические воздействия до 9 баллов.

Расчетная временная нагрузка – Н14 согласно ГОСТ Р52748-2007 на основании типовых строительных конструкций, изделий, узлов серии 3.501.3-185.03 "Конструкции из гофрированного металла с гофром 150x50 мм для железных и автомобильных дорог" ОАО "Трансмост", 01.01.2006 г.

Конструкция водопрпускных труб выполнена в соответствии с ОДМ 218.2.001-2009 "Рекомендации по проектированию и строительству водопрпускных сооружений из металлических гофрированных структур на автомобильных дорогах общего пользования с учетом региональных условий (дорожно-климатических зон)", на основании серии 3.501.3-185.03 «Конструкции из гофрированного металла с гофром 150x50мм для железных и автомобильных дорог», с учетом возможностей завода-изготовителя.

Применение стальных гофрированных конструкций позволяет получить экономический эффект, обусловленный:

- небольшим весом сборных гофрированных элементов,
- возможностью складирования их в пачки и доставки на стройплощадку наземным, воздушным или водным транспортом,

- высокими темпами постройки сооружений в любое время года, достаточной долговечностью, в том числе при эксплуатации в местах с неблагоприятными воздействиями на объект окружающей среды.

Фактических данных об уязвимости стальных гофрированных конструкций при землетрясениях крайне мало.

Конструкция водопропускных труб отверстием 1,50 м, 1,00 м разработаны из сборных гофрированных стальных листов (элементов) полной заводской готовности размером гофра 150x50 мм толщиной листа диаметром 1,50м-3,00мм, диаметром 1,00м-2,5 мм. Для изготовления элементов применяются волнистые профили из стали марки 09Г2Д по ГОСТ 19281-2014. Болты по ГОСТ 4543-71\*, гайки по ГОСТ 52628-2006.

Подготовка под трубы песчаная (гравелистая). На входе и выходе предусматривается устройство цементно-грунтового противодиффузионного экрана для предотвращения подмыва основания труб, укладываемая на ширину подушки глубиной (Нэкр.) не менее 70% от глубины сезонного промерзания.

Наименьшая толщина засыпки над звеньями труб принята 0,50м до низа дорожной одежды.

Дополнительное антикоррозийное покрытие внутренней и наружной поверхности трубы устраивается в соответствии с ОДМ 218.2.001-2009 до укладки трубы на подушку. Для дополнительного антикоррозийного защитного покрытия используют полимерные покрытия типа: ГЕРМОКРОН-ГИДРО или ПРИМА-ПЛАТИНА-НОРД. Дополнительное антикоррозийное покрытие наносится в заводских условиях. На поврежденных участках, при доставке и производстве монтажных работ, дополнительное антикоррозийное покрытие восстанавливается по месту сборки при температуре до минус 20 °С аппаратами безвоздушного нанесения высокого давления либо кистью/валиком».

От механических повреждений антикоррозийного покрытия при засыпке грунтом применяется обертывание трубы геотекстилем поверхностной плотностью 350г/м<sup>2</sup>.

На входе и выходе производится укрепление русел и откосов каменной наброской по слоям геосетки с разрывной нагрузкой 50кН/м и геотекстиля поверхностной плотностью 400г/м<sup>2</sup>.

На выходных оголовках труб предусмотрено устройство рисберм с каменной наброской, (размер камня: 50%- 40см, 30%-5-20см, 20%-5см), с целью:

- погашения скорости потока на выходе;
- противоэрозионных мероприятий;
- механической очистки нерастворимых крупных примесей из поверхностных стоков, а также загрязнений, находящихся в коллоидном состоянии;
- организационного сбора поверхностных сточных вод и с поверхности автодороги.

Местоположение и отверстия труб приведены в таблице 70.

**Таблица 70**

Местоположение		Название водотока	Расчетные данные, Q3% м <sup>3</sup> /с	Отверстие в свету, м	Длина трубы с оголовками, м	Отметка			Продольный уклон, ‰	Угол пересячения, °
пк	+					русла	УВВ 3%	БЗП		
Автомобильная дорога к ПУМТК										
0	25	понижение	0,07	1,00	14,79	3,78	3,90	5,54	7	90
1	00	понижение	0,08	1,00	15,84	3,76	3,60	5,63	7	90
2	00	понижение	0,10	1,00	15,84	3,56	3,40	5,47	13	90
2	84,49	понижение	0,05	1,00	17,94	3,62	3,15	5,67	10	90
Автомобильная дорога к КУ№2-ГК										
1	11,00	понижение	1,10	1,50	15,84	23,45	23,88	25,80	10	90
Автомобильная дорога к УОК №1- Гпп										
0	48,00	понижение	-	1,50	16,89	26,89	-	29,46	25	90
2'	84,49	понижение	0,05	1,00	16,89	25,69	3,15	27,83	20	90
Автомобильная дорога к УПОУ- Гпп										
2	86,09	понижение	-	1,50	17,94	54,17	-	57,09	46	90
Автомобильная дорога к УПОУ- Кпп										
1	72	понижение	-	1,00	14,79	45,97	-	47,94	30	90
Автомобильная дорога к УЗП- Кпп										
1	11	понижение	-	1,00	18,99	49,76	-	52,38	30	90

Для водопропускных труб расположенных на косогоре по автомобильной дороге к УПОУ-Кпп на ПК 1+72 и автомобильной дороге к УЗП-Кпп на ПК 1+11 выполнено укрепление выхода камнем, обеспечивающего гашение скорости на выходе.

## 10.6 Пересечения и примыкания

Примыкания подъездных автодорог проектируются в одном уровне с учетом категорий пересекающихся дорог, безопасности и удобства движения по ним.

Примыкания выполнены под прямым углом.

Наименьший радиус кривых при сопряжении дорог в местах примыканий принят в зависимости от категории дороги с которой происходит съезд:

- IV-в категория - 15 м;
- III-в категория - 20м.

Продольный уклон на подходах к примыканию не превышает 40‰ и направлен в сторону противоположную от автомобильной дороги к которой выполняется примыкание.

Конструкция дорожной одежды на примыкании в пределах радиусов закруглений аналогична с конструкцией дорожной одежды к которой осуществляется примыкание.

Пересечения автомобильных дорог с наземными, подземными и воздушными коммуникациями (трубопроводы различного назначения, кабельные и воздушные линии электропередачи и связи) предусмотрено в соответствии с нормами проектирования этих коммуникаций в соответствующих разделах проекта.

Согласно п. 10.4.14 ГОСТ 55989-2014 "Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования" и п. 10.4.14 СТО Газпром 2-2.1-249-2008 "Магистральные газопроводы" переходы через трубопроводы защищены укладкой бетонных плит.

С целью обеспечения безопасности движения и его организации, выполнено обустройство примыкания техническими средствами организации дорожного движения

### **10.7 Обустройство автодорог**

С целью обеспечения безопасности движения и его организации рассматривается обустройство дорог техническими средствами организации дорожного движения:

- направляющими устройствами (сигнальными столбиками);
- знаками.

Применение дорожных знаков выполняется в соответствии с ГОСТ Р 52289-2004\* "Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств" и ГОСТ Р 52290-2004 «Знаки дорожные».

Установка дорожных знаков осуществляется на присыпных бермах.

Сигнальные столбики устанавливаются в пределах неукрепленной насыпи обочин на расстоянии 0,35 м от бровки земляного полотна.

## 10.8 Мероприятия по охране окружающей среды

Для обеспечения охраны окружающей среды при строительстве дорог предусматривается:

- Сохранение путей миграции и мест жизнеобитания (пастбища, озера, реки) диких животных и птиц;
- Обязательное сохранение мохорастительного покрова;
- Сохранение водоёмов и недопущение их засорения;
- Рациональное использование территории строительства;
- Обеспечение санитарного состояния территории

### Заключение

Настоящим разделом рассмотрены технические решения, выполненные в соответствии с действующими нормативами с учетом опыта проектирования, строительства и эксплуатации автодорог на нефтегазоконденсатных месторождениях.

Технические решения рассматриваемой к строительству подъездных автодорог к площадкам строительства, формировались с целью обеспечения устойчивости насыпи с минимумом потерь грунта при эксплуатации и улучшения эксплуатационных показателей, обеспечения охраны окружающей среды, применением геосинтетических материалов (геотекстиля, геосетки).

## 11 Архитектурные решения по береговым объектам обустройства

**Описание и обоснование принятых объемно-планировочных решений зданий и сооружений.**

Объемно-планировочные решения зданий приняты с учетом различных факторов:

### *Географического размещения объектов.*

Предусмотренные проектом объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений приняты с учетом природно-климатических условий площадки строительства. Здания запроектированы простых геометрических форм и их сочетаний, преимущественно без выступающих элементов и перепадов высот.

Проектирование зданий и сооружений осуществлено с учетом требований к ограждающим конструкциям, приведенных СП 50.13330.2012, в целях обеспечения:

- заданных параметров микроклимата, необходимых для жизнедеятельности людей и работы технологического или бытового оборудования;

- тепловой защиты;
- защиты от переувлажнения ограждающих конструкций;
- эффективности расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию;
- необходимой надежности и долговечности конструкций.

Долговечность ограждающих конструкций обеспечена применением материалов, имеющих надлежащую стойкость (морозостойкость, влагостойкость, биостойкость, коррозионную стойкость, стойкость к температурным воздействиям, в том числе циклическим, к другим разрушительным воздействиям окружающей среды).

#### ***Функциональной организации внутреннего пространства.***

Здания, представленные в проекте, сформированы как правильные геометрические формы (прямоугольные в плане). Такая форма продиктована функциональной организацией внутреннего пространства зданий, она наиболее естественна, и, применяя такое решение, учитывается возможность перестройки технологии и замена оборудования в будущем.

#### ***Размещаемого оборудования и технологических процессов, функционального назначения зданий.***

Здания и сооружения запроектированы различных типов в зависимости от размещения в них технологических установок и инженерного оборудования, способов эксплуатации, планового ремонта, подвесного кранового оборудования, функционального назначения объектов, требований к микроклимату в помещениях:

- здания из металлического каркаса (отапливаемые и неотапливаемые);
- здания из монолитного железобетона;
- блочно-комплектные здания;
- открытые площадки под оборудования;
- опоры и эстакады под технологические трубопроводы и инженерные коммуникации;
- прожекторные мачты и молниеприемники;
- антенные опоры;
- ограждения территорий.

Здания из металлического каркаса формируются из стальных профилей поэлементной сборки и применяются для производственных, складских, жилых, административных

зданий. Ограждающие конструкции выполнены из панелей типа «сэндвич», профилированного листа.

### ***Обеспечения требований пожарной безопасности.***

Описание и обоснование решений по пожарной безопасности приведено в Разделе 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

### ***Параметры зданий, связанные с требованиями пожарной безопасности***

Отделка стен, полов и потолков на путях эвакуации проектируемых зданий и сооружений выполнена с характеристиками пожарной опасности материалов с учетом требований Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности", статьи 134, табл. 3, 27, 28, СП 1.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы», п. 4.3.2, СТУ по пожарной безопасности, СТУ по промышленной безопасности.

Степень огнестойкости зданий принята с учетом требований статьи 30, 87 ФЗ-123, СП.2.13130.2012.

Классы функциональной пожарной опасности зданий приняты в соответствии с требованиями 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» статьи 32, с учетом функционально-типологических групп помещений, указанных в приложение В\* СП 118.13330.2012\* «Общественные здания и сооружения».

Категории зданий пожарной и взрывопожарной опасности зданий приняты в соответствии с главой 8 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», пунктом 6 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

Классы конструктивной пожарной опасности здания определены в соответствии с 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» статьи 31, 87. Класс конструктивной пожарной опасности С0 для зданий принят в связи с оптимальным размещением зданий на генплане.

### ***Обеспечение безопасности при пользовании.***

Здания спроектированы таким образом, чтобы в процессе эксплуатации не возникло угрозы наступления несчастных случаев и нанесения травм людям – пользователям здания в результате скольжения, падения, а также падения гололеда с кровли здания.

На лестницах, стремянках, кровле предусмотрены ограждения в соответствии с требованиями действующих норм. Над входами в здания (под карнизами) предусмотрены козырьки. Размещение наружных входных лестниц исключает возможное падение на них снега, осадков, наледи с кровли зданий. Лестницы площадок обслуживания кранов размещены вне опасной зоны передвижения грузоподъемных механизмов.

Предусмотрено естественное освещение в коридорах и помещениях зданий.

Пути эвакуации проходят вне зоны опасного воздействия при раскрытии легко-сбрасываемых конструкций, предназначенных для взрывозащиты помещений категорий А, в соответствии с п. 9.1.7 СП 1.13130.2009.

#### ***Сокращения сроков строительства.***

Для сокращения сроков сдачи объекта в эксплуатацию, в проекте принят принцип максимального использования зданий комплектной поставки. Блок-контейнерные здания выполнены железнодорожных габаритов полной заводской готовности с инженерным и технологическим оборудованием. Готовое к эксплуатации здание устанавливается на фундамент. Указанные здания в данной книге не рассмотрены и представлены в соответствующих разделах.

Для выполнения нормативных сроков строительства в архитектурных решениях использована конструктивная унификация зданий и сооружений. Так при разработке использовались объемно-планировочные схемы с несущим металлическим каркасом и ограждающими металлическими конструкциями типа «сэндвич» с применением модульной системы в строительстве.

#### ***Санитарно-гигиенических требований.***

Для обслуживающего персонала предусмотрены административные и санитарно-бытовые помещения в зданиях общепроизводственного, вспомогательного и производственного назначения. Количество и размеры помещений приняты в соответствии с требованиями СП 44.13330.2011. Объемно-планировочные решения зданий уменьшают воздействие электромагнитных излучений и шума от инженерного и технологического оборудования.

#### ***Удобства эксплуатации.***

Удобство эксплуатации обеспечивается расположением входов в здание, функциональной связью помещений, устройством лестниц, обеспечением помещений естественным освещением, формированием помещений необходимых габаритов, зонированием основных функционально-типологических групп помещений.

При проектировании зданий каркасного типа, оконные проёмы запроектированы таким образом, чтобы металлические связи зданий не попадали в их просвет. Предусмотрены порталные связи. Данное решение позволит полностью открывать окна в горизонтальной и вертикальной плоскости, придаст эстетичный вид и дополнительные удобства для работы персонала.

#### ***Особенностей расположения на генплане.***

Здания сформированы с учетом технологических схем зонирования, размещения дорог, эстакад, возможностей подъездов и подходов, разгрузочных площадок. Объемно-

планировочные решения выполнены с учетом существующей застройки и инженерной инфраструктуры.

***Сокращения затрат на эксплуатацию и строительство.***

Для сокращения затрат на эксплуатацию зданий объемно-планировочные решения зданий приняты с обеспечением следующих условий:

- Минимальной площади ограждающих конструкций;
- Максимального уменьшения отапливаемого объема зданий;
- Устройства в ограждающих конструкциях необходимого количества окон, обеспечивая нормативный  $KEO_{ен}$ ;
- Устройства тепловых тамбуров в наружных входах;
- Применения ограждающих конструкций согласно теплотехническим требованиям;
- Применения компоновочных решений с максимально возможной блокировкой функциональных групп помещений;
- Применение унифицированных объемно-планировочных решений зданий;
- Максимального использование зданий комплектной поставки.

Наружный неорганизованный водосток с 1-но этажных зданий выполнен с учетом требований СП 17.13330.2011. Под карнизами кровли предусмотрены козырьки в местах входа в здания, на кровле предусмотрены снегозадерживающие устройства. Данное решение обеспечивает безопасную эксплуатацию зданий и экономическую целесообразность (без устройства водосточной системы с электрообогревом).

***Требований по расположению зданий и сооружений относительно планировочного уровня земли с учетом:***

- конструктивных особенностей зданий;
- функционального назначения зданий;
- необходимости проведения погрузо-разгрузочных работ;
- обеспечения нормальной работы систем канализации;
- технологических и эксплуатационных требований.

***С учетом размещения в сейсмичном районе.***

Конструктивные и объемно-планировочные решения приняты с учетом размещения площадки строительства в сейсмичном районе с учетом требований СП 14.13330.2011, СП 31-114-2004.

При проектировании зданий принято следующее:

- использование материалов, конструкций и конструктивных схем, обеспечивающих снижение сейсмических нагрузок;
- выполнены, как правило, симметричные конструктивные и объемно планировочные решения с равномерным распределением нагрузок на перекрытия, масс и жесткостей конструкций в плане и по высоте;

Лестничные клетки каркасных зданий запроектированы в пределах плана здания в виде конструкций, отделенных от каркаса здания.

При проектировании зданий предусмотрены строительные площадки с крутизной склонов менее 15°.

#### ***Требований к обустройству газовых и газоконденсатных месторождений***

В проектной документации предусматриваются мероприятия по предупреждению аварий на проектируемом объекте.

При разработке мероприятий учитываются источники опасности, и размещение производственного персонала.

В число мероприятий по предупреждению аварий и локализации их последствий включаются организационные и инженерные решения:

- по обеспечению безопасности производственного персонала;
- по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственными процессами, безопасности находящегося в них персонала и возможности управления процессами при авариях;
- по системам физической защиты и охраны опасного производственного объекта от постороннего вмешательства, обустройству и расположению контрольно-пропускных пунктов;

В проектной документации предусмотрены решения, соответствующие передовому отечественному и зарубежному уровню промышленной безопасности.

***С учетом обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственными процессами, безопасности находящегося в них персонала и возможности управления процессами при авариях.***

В на УКПГ здания с постоянным пребыванием персонала (здание операторной, здание контрольно-пропускного пункта) выполнены во взрывоустойчивом исполнении, с учетом требований СТУ по промышленной безопасности п. 2.3.

В проектируемых взрывоустойчивых зданиях исключена возможность разрушения основных несущих и ограждающих конструкций. Допускаются повреждения конструкций

случайного характера, не влияющие на их прочность, устойчивость и некоторые эксплуатационные характеристики, а также требующие незначительных материальных затрат на проведение ремонтных работ.

При проектировании объёмно-планировочных решений взрывоустойчивого здания обеспечены следующие решения:

- простая и чёткая планировка с минимальным разнообразием пролётов, а также с наименьшим периметром наружных стен;
- экономичное использование внутреннего объёма и площадей;
- удобство размещения обслуживающего персонала, а также возможность самостоятельного выхода персонала из здания после аварийного взрыва ГС;
- рациональное размещение инженерно-технического оборудования, удобство его монтажа и эксплуатации;
- возможность реконструкции в будущем.

Взрывоустойчивое здание запроектировано, простой формы в плане, без перепада высот смежных участков, с организованным наружным водостоком.

Фасады взрывоустойчивого здания запроектированы без выступающих частей, выемок и ниш. Наружные стены выполнены гладкие, т.е. без архитектурных деталей, парапетных плит, козырьков и т.п.

Габаритные схемы взрывоустойчивого здания определены их функциональным назначением и конструктивными решениями, а также уровнем расчётных нагрузок.

Высота помещений принята минимально возможной величины, но не менее 2.4 м. Данные решения приняты для сокращения площади строительных конструкций, воспринимающих нагрузку при внешних взрывах.

Вентиляционные короба и воздуховоды по возможности размещены вдоль стен или балок без увеличения высоты помещений.

Данные решения приняты с учетом требований п. 349 гл. XXVII Приказа 101 "Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", Пособия по обследованию и проектированию зданий и сооружений, подверженных воздействию взрывных нагрузок.

#### ***Общее описание зданий комплектной поставки***

Здания блок-контейнерного типа изготавливаются полной заводской готовности, оснащены оборудованием, инженерными коммуникациями, предусмотрена отделка помещений.

Блок-контейнеры состоят из основания, каркаса и ограждающих конструкций. Основание блок-боксов - металлическая сварная рама с поперечными балками из гнутых и прокатных профилей, обшитая сверху и снизу металлическим листом. Внутренняя часть рамы утепляется минераловатными плитами. Конструктивная схема блок-боксов – каркасная из стальных прокатных профилей.

Стеновое и кровельное ограждение отапливаемых блок-боксов из сэндвич-панелей с обшивкой с двух сторон стальным профилированным листом и утеплением из минераловатных плит. Отделка фасада и помещений выполнены из оцинкованного профлиста с полимерным покрытием. Вид профилированного листа внутренней и наружной обшивки, конструкция кровли (плоская или скатная), вид эффективного утеплителя (из минераловатных плит) принимаются заводом-изготовителем.

Все блочно-комплектные здания и здания из блок-контейнеров железнодорожного типа, установлены на предварительно подготовленные фундаменты, приподнято, для удобного обслуживания подводящих инженерных сетей, на высоту не менее 1,8м относительно планировочной отметки.

## **12 Система электроснабжения объектов обустройства**

### **12.1 Внешнее электроснабжение**

В настоящее время основным и единственным источником электроснабжения потребителей Киринского ГКМ, является существующая блочно-модульная ЭСН (поз. ГП 152) (БМЭСН), размещенная на территории УКПГ Киринского ГКМ, установленной мощностью  $P_{уст}=9280\text{кВт}$ , работающая в автономном режиме. Всего на БМЭСН установлено 8-мь газопоршневых энергоблоков «Звезда ГП-1100ВК».

ЭСН введена в эксплуатацию в 2014 году. Оборудование ЭСН установлено на технологической площадке, в составе сооружений УКПГ.

Для обеспечения электроснабжения потребителей Киринского ГКМ (корректировка 2) суммарной расчетной электрической нагрузкой 2,48МВт с 2018 года, проектом ПАО «ВНИПИГаздобыча» по шифру 4646 (2015г) предусмотрено расширение существующей ЭСН 8 х «Звезда ГП-1100ВК» на два рабочих энергоблока.

Т.о., для осуществления электроснабжения потребителей Киринского ГКМ с суммарной расчетной электрической нагрузкой 8,34МВт (в том числе: 6,78МВт - ранее запроектированная по шифру 4565РД и 2,48 МВт – по шифру 4646 (корректировка 2) на ЭСН УКПГ к 2018 году должно быть установлено 10-ть газопоршневых энергоблоков «Звезда ГП-1100ВК-02МЗ» единичной мощностью 1160кВт, в том числе: 8-мь в работе, 1 – в резерве и 1- в ремонте.

Мощность существующей ЭСН рассчитана на электроснабжение только потребителей Киринского ГКМ и Киринского ГКМ (корректировка 2) и не располагает резервом.

В соответствии с решениями п.п.14 Протокола совещания по рассмотрению вопросов реализации инвестиционного проекта «Обустройство Южно-Кириного месторождения» № 03/33-111 от 27.02.2016г в г. Санкт-Петербург, с целью определения возможности энергообеспечения объектов обустройства Южно-Кириного ГКМ от существующих источников, в ТЭС проведена оценка технического состояния электроэнергетических объектов Сахалинской энергосистемы.

Анализ результатов проведенного ТЭС вариантов внешнего электроснабжения потребителей ЮКМ и КГКМ подтвердил целесообразность варианта внешнего электроснабжения потребителей ЮКМ от ЭСН, работающей параллельно с электрическими сетями ПАО «Сахалинэнерго».

Количество и единичная мощность энергоблоков ЭСН ЮКМ (6х6000кВт) определены исходя из роста ожидаемых электрических нагрузок объектов по годам ввода в эксплуатацию, с учетом требований СТО Газпром 2-6.2-208-2008 «Выбор количества электроагрегатов электростанций ОАО «Газпром» и с учетом требований СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО Газпром».

Исходя из величины максимальной электрической нагрузки по рассматриваемым месторождениям и режимов работы ЭСН, в соответствии с требованиями ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» №ГДШ/01/03-58 от 12.01.17г настоящим проектом предусмотрены следующие этапы развития схемы электроснабжения:

### ***1 этап - 2021-2033 гг для потребителей ЮКМ***

На ЭСН ЮКМ устанавливаются 4-ре энергоблока ГТЭС-6000кВт, из них: 3 – в работе и 1-в ремонте. Покрытие дефицита мощности осуществляется из энергосистемы в соответствии с ТУ при параллельной работе.

Электроснабжение потребителей КГКМ с суммарной электрической нагрузкой 8,34МВт на данном этапе осуществляется от собственной ЭСН на базе 10х3звезда ГП-1100ВК;

### ***2 этап: с 2034г для потребителей ЮКМ и КГКМ***

На данном этапе ожидается увеличение электрической нагрузки потребителей Южно-Кириного и Кириного месторождений, а также наступает назначенный срок эксплуатации ЭСН КГКМ до списания, который составляет ~ 20 лет в соответствии с «Руководством по эксплуатации на электростанцию газовую «Звезда-ГП-1100ВК».

Возможность дальнейшей безопасной эксплуатации ЭСН КГКМ по истечении назначенного срока службы до списания (с 2034 года) должна подтверждаться техническим освидетельствованием в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-505-2010 «Продление срока службы электрооборудования».

Т.о. покрытие суммарной нагрузки по месторождениям (ЮКМ и КГКМ) на данном этапе предусматривается от ЭСН ЮКМ, на базе 6-ти энергоблоков по 6,0МВт, из них: 5-в работе+1-в ремонте. Покрытие дефицита генерируемой мощности осуществляется от электрических сетей ПАО «Сахалинэнерго» в соответствии с ТУ на ТП.

Технологическое присоединение объектов обустройства Южно-Кириного ГКМ к электрической сети предусматривается по одной одноцепной ВЛ 110кВ протяженностью 37км от существующей ВЛ 110кВ С-55, по III категории надежности, с установкой на границе раздела балансовой принадлежности переключающего пункта 110кВ и строительством однострансформаторной технологической БКПС-110/10кВ 1х25МВА, с максимальным отбором мощности из сети до 25МВт в соответствии с ТУ №С/Э-2-13-967 от 23.05.2018г.

Строительство ВЛ 110кВ и переключающего пункта выполняет ПАО «Сахалинэнерго» в рамках мероприятий по технологическому присоединению БКПС к электрической сети.

Строительство технологической БКПС 110/10кВ 1х25МВА выполняется Заявителем в рамках мероприятий по технологическому присоединению БКПС к электрической сети в соответствии с выше указанными ТУ.

БКПС предусмотрена в блочно-комплектном исполнении повышенной заводской готовности, по типовой схеме №3Н «блок (линия-трансформатор) с выключателем» и размещена у границы площадки ЭСН ЮКМ со стороны подхода ВЛ 110кВ.

Включение ЭСН ЮКМ на параллельную работу с энергосистемой предусматривается без выдачи мощности в сеть ПАО «Сахалинэнерго».

Проектными решениями предусмотрена возможность размещения на площадке БКПС второго силового трансформатора мощностью 25МВА, а также возможность расширения схемы РУ 110-3Н ПС «Шельфовая» до схемы 110-5Н для организации присоединения к электрическим сетям ПАО «Сахалинэнерго» по второй категории надежности.

Прием выработанной энергоблоками ЭСН ЮКМ и полученной из сети электроэнергии и распределение ее по потребителям ЮКМ предусмотрены через генераторное ЗРУ 10кВ, размещенное в здании объединенного электротехнического блока (ОЭБ) (поз. ГП 552), из состава сооружений площадки ЭСН ЮКМ.

Размещение ЭСН предусматривается на отдельной площадке, ориентировочно в 0,5км от УКПГ Южно-Кириного месторождения.

Агрегаты электростанции ГТУ-6000 монтируются в заводских условиях в блоках-контейнерах со всеми вспомогательными системами (отоплением, вентиляцией и автоматизацией), автоматизированные в объеме третьей степени автоматизации, поставляются на площадку в максимальной заводской готовности и устанавливаются на подготовленные фундаменты. Установка энергоблоков ГТУ-6000 предусматривается в зданиях из легко-сборных конструкций, по 2 агрегата в каждом здании энергетического модуля №1, 2 и 3

(поз. ГП 551.1, 551.2 и 551.3) с поэтапным вводом модулей (№1 и 2 модули -1этап, №3 модуль- 2этап).

Распределение полученной от ЭСН ЮКМ электроэнергии на напряжении 10кВ по технологическим потребителям ЮКМ предусматривается через проектируемые технологические ЗРУ 10кВ УКПГ (поз. ГП 313 и 320), размещаемые в центрах электрических нагрузок площадки УКПГ.

Генераторное ЗРУ 10кВ (поз. ГП 552) и технологические ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 313, 320) комплектуются ячейками КРУ 10 кВ серии Запад производства ООО Завод «Калининградгазавтоматика» г. Калининград с микропроцессорными терминалами защит и вакуумными выключателями. ЗРУ выполняются по схеме 10 – 1 «одна, секционированная выключателем, система шин».

Распределение электроэнергии на напряжении 10кВ от ЗРУ по проектируемым потребителям площадки УКПГ предусматривается по кабельным линиям с изоляцией из сшитого полиэтилена, проложенным по технологическим и кабельным эстакадам.

## 12.2 Внутриплощадочное электроснабжение

Основными потребителями электроэнергии на технологических площадках являются газоперекачивающие агрегаты, двигатели насосов, вентиляторов, электроприводы задвижек и клапанов, электронагревательные элементы, системы освещения, размещаемые в основных зданиях и сооружениях на площадке.

Напряжение, кВ:

- первичное 10;
- вторичное 0,23/0,4;
- силовых электроприемников 0,23/0,4;
- электроосвещения 0,23.

Категория электроснабжения по ПУЭ и СТО Газпром 2-6.2-1028-2015:

- технологических объектов I и I особая;
- вспомогательных объектов II и III.

Установленная и расчетная и максимальная мощности проектируемых электроприёмников по объекту проектирования ш.4650.00.П.02 -"Обустройство Южно-Кириного месторождения" (1 этап)» составляет:

- $P_{уст.} = 42982$  кВт;
- $P_{расч.} = 23691$  кВт;
- $P_{расч. макс.} = 23691$  кВт;

Расход электроэнергии проектируемых электроприёмников по объекту проектирования ш.4650.00.П.02 - "Обустройство Южно-Киринского месторождения" (1 этап)» составляет:

- $W = 196635$  тыс. кВтч/год.

Электроснабжение потребителей проектируемых площадок УКПГ, Промбазы, ПУМТК, КОС, ВЗ на напряжении 0,4кВ выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ, СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 по категорийности электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром», СТО Газпром 2-6.2-686-2012 «Технические требования к построению систем электроснабжения компрессорных станций», данными по схемам подключения агрегатов ГПА, ЭГПА от заводов изготовителей, заданием и техническими требованиями на проектирование, данными по блочно-модульным насосным, разрабатываемым АО "ГМС Нефтемаш" и расчетом электрической мощности потребителей.

В соответствии с СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 - Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром» до 80% потребителей электроэнергии выше указанных объектов, относятся к потребителям I категории по надежности электроснабжения, обеспечение электроэнергией которых должно осуществляться от двух независимых, взаимно резервирующих, источников питания.

Схемы внутриплощадочного электроснабжения на 0,4кВ УКПГ выполнены от проектируемых отдельно стоящих блочно-комплектных трансформаторных подстанций (БТП) и встроенной в здание энергетического блока комплектной трансформаторной подстанции (КТП) напряжением 10/0,4кВ, которые подключаются к ЗРУ-10кВ (поз. ГП 313, 320) по радиальной схеме кабельными линиями из сшитого полиэтилена прокладываемым по кабельным эстакадам совмещенным с технологическими.

Для электроснабжения потребителей на напряжении 0,4 кВ приняты:

- питающие сети от КТП - трехфазные пятипроводные;
- распределительные сети от НКУ, ПР - трехфазные пятипроводные;
- система с глухозаземленной нейтралью трансформатора, тип системы заземления – TN-S.

В качестве распределительных устройств 0,4кВ для электроснабжения технологического и вспомогательного оборудования объектов вспомогательного производства, расположенных в зданиях, блок-боксах и на открытых площадках предусматриваются низковольтные комплектные устройства индивидуального изготовления (НКУ) и распределительные шкафы (ПР, ВРУ) серийного производства, устанавливаемые в помещениях РУ-0,4кВ.

Распределение потребителей по КТП и щитам НКУ, на проектируемых площадках, выполнено на основании расчетов электрических нагрузок.

В составе УКПГ для реализации решений ТТ по применению блочного оборудования высокой заводской готовности предусматриваются блочно-модульные здания насосных с высоковольтными двигателями, разрабатываемые АО "ГМС Нефтемаш".

Основными потребителями электроэнергии объекта - "Обустройство Южно-Киринского месторождения" (1 этап) по БТК на напряжении 10кВ являются:

**В составе УКПГ:**

- 2БКТП-1600/10/0,4кВ (поз. ГП 235) – подключение нагрузок здания блочно-модульной насосной конденсата №1, №2 (поз. ГП 209б, 208б), здания подготовки газа №2( поз. ГП 203а), блок-боксы насосной станции нестабильного конденсата (поз. ГП 202д);
- 2БКТП-1600/10/0,4кВ (поз. ГП 236) – подключение нагрузок установки электропарогенераторов (поз. ГП 269), КНС (поз. ГП 244,245,247), электрообогрева коммуникаций;
- 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. ГП 237) - подключение нагрузок компрессорного цеха газов стабилизации (поз. ГП 467), межцеховые ЗРА в районе поз. ГП 201в, площадки отключающей арматуры ГСК, площадки пробкоуловителей, емкостей поз. ГП 201в, 201г,201д, электрообогрев коммуникаций;
- 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. ГП 238) - Подключение нагрузок блок-боксы насосной дозирования ингибитора коррозии (поз.ГП 260), здания блочно-модульного насосной МЭГа и метанола (поз.ГП 216), межцеховых ЗРА в районе поз. ГП 216, в районе поз. ГП 260, собственных нужд подстанции ПС 110/10 кВ; электрообогрев коммуникаций;
- 2БКТПА-630/10/0,4кВ (поз. ГП 240) с вводом от аварийной ДЭС на 0,4кВ мощностью 400кВт (поз. ГП 241) – подключение нагрузок площадки ВОС со зданием насосной станции хоз-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения (поз.ГП 248), станции очистки природной воды (поз.ГП 250), установки производства сжатого воздуха и азота (поз. ГП 268);
- 2БКТПА-1000/10/0,4кВ (поз. ГП 253) с вводом от аварийной ДЭС на 0,4кВ мощностью 1000кВт (поз. ГП 243) - подключение нагрузок операторной (поз. ГП301) , блочно-модульной котельной (поз. ГП 310), ППУ в зданиях и блок-боксах площадки УКПГ;
- 2БКТП-1250/10/0,4-УХЛ1(поз. ГП 254) - блок-бкс насосной станции нестабильного конденсата №2, №3 (поз. ГП203д, 204д), электрообогрев коммуникаций;
- 2БКТП-1250/10/0,4-УХЛ1(поз. ГП 255) - здание блочно-модульное насосной №2 (поз. ГП 201е), электрообогрев коммуникаций;
- 2БКТП-1600/10/0,4кВ (поз. ГП 256) – подключение нагрузок здания блочно-модульного насосной стабильного конденсата (поз.ГП 221) , КНС (поз. ГП229),

Узла хранения и дозирования пенообразователя (поз.ГП 259), наружного освещения, электрообогрева резервуаров и внутриплощадочных коммуникаций;

- 2БКТП-1600/10/0,4кВ (поз. ГП 257) – подключение нагрузок здания блочно-модульного насосной конденсата №3 (поз. ГП 210б), здания подготовки газа № №1,2,3 (поз. ГП 204а, 203а, 202а);
- В здании энергетического блока 2КТПА-1250/10/0,4кВ (поз. ГП 473)с вводом от аварийной ДЭС на 0,4кВ мощностью 1000кВт (поз. ГП 474) - подключение нагрузок ГКС (ГПА поз. ГП 460), установка замера газа (поз. ГП 469), Установка подготовки газа (поз. ГП 463) и нагрузок СН;
- 2БКТПА-1000/10/0,4кВ (поз. ГП 477) с вводом от аварийной ДЭС на 0,4кВ мощностью 1000кВт (поз. ГП 478)-подключение нагрузок АВО газа;
- 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. ГП 479)- подключение нагрузок компрессорного цеха (для очистки ГК) (поз.ГП 466), здания блочно-модульного насосной №1 (поз.ГП 201б);
- 2БКТП-1250/10/0,4кВ (поз. ГП 485) – подключение нагрузок здания блочно-модульного насосной МЭГа №1, №2, №3 (поз.ГП 211б, 212б,213б), здание КПП (поз.ГП 562);
- В здании блочно-модульной насосной №2 (поз. ГП201е) – высоковольтный (10кВ) насос Н-1(по 400кВт) - 6 раб.+3рез (ввод с 18г.);
- Здание блочно-модульное насосной стабильного конденсата(поз. ГП 221) высоковольтные (10кВ) насосы 500Н1(3х1600кВт) - 2раб.+1рез. ;
- Здание блочно-модульное насосной МЭГа и метанола (поз. ГП 216) с комплектной трансформаторной подстанцией 2КТП-2000/10/0,4кВ – низковольтные насосы 600Н-1 (250кВт) – 8раб.+8рез. и СН здания;
- Компрессорный цех (для очистки ГК) (поз. ГП 466) - агрегат газоперекачивающий ГПА-6,3 с высоковольтным электроприводом мощностью 6300кВт (1 раб.) на 10кВ (работает 2 раза в год по 24 часа);
- Компрессорный цех газов стабилизации (поз.ГП 467)- компрессорные установки с высоковольтным электрическим приводом (10кВ) мощностью 2000кВт (3раб. +1 рез.).

Агрегат газоперекачивающий ЭГПА-6,3 с электроприводом мощностью 6300 кВт на напряжении 10кВ подключается от ЗРУ-10кВ (поз. ГП 313), но учитывая режим работы ГПА – 2 раза в год в течении 24 часов (на период очистки газосборного коллектора поршнем) и то, что на время работы КЦ (очистки ГК) на площадке УКПГ по регламенту работы часть технологических потребителей выводится из работы, а также потребители ГКС, в расчете максимальных нагрузок ЭГПА не учитывается.

На период пропуска очистного поршня принят следующий режим работы технологических установок:

- в работе находятся следующие позиции: поз. ГП 200, 201а, 201б, 201г, 201е, 202а, 202б, 202д, 208а, 208б, 208в, 208г, 211а, 211б, 211в, 211д. Остальные технологические позиции не работают, в расчете максимальных нагрузок учтено только потребление собственных нужд этих позиций;
- ЦДКС – не работает поз. ГП 460, 461, 462, 463, 469;
- компрессорный цех газов стабилизации – работает на 20% максимальной производительности (поз. ГП 467, 468).

#### **В составе Промбазы:**

- 2БКТП-630/10/0,4кВ (поз. ГП 125)-подключение нагрузок расширения промбазы включая общежитие на 200 мест, здание административное с диспетчерской, здание ремонтно-эксплуатационного блока, КНС, АГНКС.

#### **В составе КОС:**

- 2БКТП-1000/10/0,4кВ (поз. ГП 27)- подключение нагрузок площадки КОС с комплексом термического обезвреживания жидких стоков.

#### **В составе ПУМТК:**

- 2БКТПА-400/10/0,4кВ (поз. ГП 3) с вводом от аварийной ДЭС на 0,4кВ мощностью 400кВт (поз. ГП 4) - подключение нагрузок берегового здания (поз. ГП 1) и площадки ПУМТК.

В составе площадки водозаборных сооружений подключение вновь проектируемой нагрузки (Щит связи и питание САУ) предусматривается от существующего блок-бокса БКЭСм-ЭГ-03-63/63-1-УХЛ1(поз.ГП 5) запитанного от существующей ВЛ-10кВ.

## **13 Водоснабжение и водоотведение береговых объектов обустройства**

### **13.1 Водоснабжение**

На проектируемых площадках вода расходуется на хозяйственно-питьевые нужды работающих, на производственные нужды (технологические нужды, подпитка тепловых сетей, промывка оборудования и т.д.), а также на нужды пожаротушения.

Системы противопожарного водоснабжения объектов УКПГ и промбазы с ВЖК (водопроводные сети, насосные станции, резервуары противопожарного запаса) имеют I степень обеспеченности подачи воды.

По степени обеспеченности подачи воды водопроводы приняты следующей категории:

- Водопровод хозяйственно-питьевой В1 – II категория;
- Водопровод производственно-противопожарный В2 – I категория;
- Водопровод подземной воды В9 – II категория.

Расчетные расходы воды на нужды пожаротушения определяются в соответствии с нормативными документами.

Расчетные расходы воды на хозяйственно-питьевые нужды определяются по количеству потребителей хозяйственно-бытового назначения.

Расчетная потребность воды на производственные нужды определена в соответствии с технологией производства.

Водоснабжение в условиях сейсмичности 8 баллов предусмотрено из одного источника. При использовании одного источника водоснабжения на площадках объектов берегового технологического комплекса предусмотрено хранение двойного противопожарного запаса воды и аварийный объем воды, обеспечивающий производственные нужды по аварийному графику согласно п. 11.2 СП 8.13130.2009.

#### **Сведения о существующих и проектируемых источниках водоснабжения**

В качестве источника водоснабжения берегового технологического комплекса предусматривается существующая площадка водозаборных сооружений.

Водозабор расположен на расстоянии не менее 1 км от промплощадок (УКПГ и промбазы).

Расход воды по существующим площадкам УКПГ, промбазы и ВЖК Киринского ГКМ с учетом проекта 4646, получивший положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» №1094-17/ГГЭ-7440/02 от 12.10.2017 года, составляет 307,54 м<sup>3</sup>/сут; 68,176 т.м<sup>3</sup>/год.

На существующем скважинном водозаборе предусмотрено 3 раб., 1 рез. скважины. Дебит каждой скважины составляет примерно 200 м<sup>3</sup>/сут. В скважинах установлено насосное оборудование марки «Grundfos SP 8A-30» производительностью 8 м<sup>3</sup>/ч, напором 128м.

Общий расход воды по площадкам УКПГ, промбазы и ВЖК Киринского ГКМ с учетом Южно-Киринского месторождения составляет 594,54 м<sup>3</sup>/сут; 128.342 т.м<sup>3</sup>/год.

Существующий водозабор производительностью 576 м<sup>3</sup>/сут (3 раб. скважины) не обеспечивает потребности существующих площадок с учетом объектов Южно-Киринского месторождения.

В рамках проекта предусматривается увеличение производительности существующей площадки водозаборных сооружений путем замены насосов в существующих скважинах на ЭЦВ 6-10-110 производительностью 11,3м<sup>3</sup>/ч при напоре 100м.

Всего на площадке водозаборных сооружений 4 скважины – 3 рабочих + 1 резервная. Общая производительность водозабора после расширения составляет  $3 \times 11,3 \times 24 = 813,6$  м<sup>3</sup>/сут.

### **Описание и характеристика системы водоснабжения и ее параметров**

Существующий водозабор по степени обеспеченности – II категории.

На существующей площадке водозаборных сооружений над скважинами установлены блок-боксы насосных станций. Для защиты скважины от замерзания предусмотрен греющий кабель.

В рамках проекта предусматривается увеличение производительности существующей площадки водозаборных сооружений путем замены насосов в существующих скважинах на ЭЦВ 6-10-110 производительностью 11,3м<sup>3</sup>/ч при напоре 100м.

С помощью установленных в скважинах насосов ЭЦВ 6-10-110 вода подается на существующие площадки водопроводного узла промбазы и УКПГ для дальнейшей обработки.

К существующим водоводам учтены дополнительные требования в связи с сейсмичностью 8 баллов:

1. 2-е линии водоводов;
2. переключения предусмотрены исходя из условия возникновения на водоводах двух аварий;
3. компенсационные способности стыков обеспечиваются применением гибких стыковых соединений, а также в местах резкого изменения профиля или направления трассы трубопроводов предусматриваются гибкие соединения, допускающие угловые и продольные перемещения концов трубопроводов.

Протяженность существующего водовода составляет:

- От водозаборных сооружений до УКПГ – 5,48 км;
- От водозаборных сооружений до промбазы – 4,00 км.

Существующая трасса водовода проложена вдоль трассовой автодороги на расстоянии 30 метров от нее. Прокладка водовода предусмотрена в две нитки подземно, с устройством ремонтных участков, с защитой от гидравлических ударов. На трассе водовода, для бесперебойной подачи воды в пункты водопотребления, в точках подключения предусмотрены узлы с переключающей арматурой.

Диаметр водовода 110 мм в две нитки определен, исходя из пропускной способности, и достаточен при расширении объектов берегового технологического комплекса.

### **Схема водоснабжения УКПГ**

Вода из скважинного водозабора по существующему двухниточному водоводу подается на площадку УКПГ в два резервуара исходной воды объемом 100м<sup>3</sup> каждый и в два резервуара противопожарной воды объемом 2000м<sup>3</sup> каждый.

Для обеспечения потребностей в водоснабжении проектируемых зданий и сооружений Южно-Киринского месторождения на проектируемой площадке УКПГ предусматриваются следующие сооружения:

- станция очистки природной воды БОВ-50;
- здание насосной станции хоз-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения;
- два резервуара для исходной воды объемом 100 м<sup>3</sup> (с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным);
- два горизонтальных резервуара на хоз-питьевые нужды объемом 50 м<sup>3</sup> (с тепловым обогревом);
- два резервуара на противопожарные нужды объемом 2000 м<sup>3</sup> (с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным).

Из резервуаров исходной воды объемом 100м<sup>3</sup> вода забирается насосами, установленными в станции БОВ-50, и подается на очистку.

После очистки на БОВ-50 вода поступает в два резервуара на хоз-питьевые нужды объемом 50м<sup>3</sup> каждый, откуда насосами, установленными в насосной станции хоз-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения, подается в кольцевую сеть площадки на хозяйственно-питьевые нужды.

Сооружения подготовки воды из подземных источников обеспечивают снижение содержания загрязняющих веществ в исходной воде до показателей, нормируемых Сан-ПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».

Подготовка питьевой воды предусмотрена на автоматизированных установках полной заводской готовности в контейнерном исполнении. Водопроводные очистные сооружения работают в автоматическом режиме и не требуют постоянного обслуживающего персонала.

Станции водоподготовки рассчитаны на равномерную работу в течение суток максимального водопотребления, предусматривается возможность отключения отдельных сооружений для профилактического осмотра, чистки, текущего и капитального ремонтов.

Проектируемая насосная станция хозяйственно-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения – блочно-модульное здание полной заводской комплектации.

В здании насосной станции хозяйственно-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения установлено следующее оборудование:

- I группа - насосы 1Д250-125-т-Е (противопожарные насосы)  $Q=300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H=100\text{м}$  – 4 шт. (3раб+1рез.) при циркуляции работает 1раб. 1 рез.;
- II группа - насосы АЦМС-32-4 (хоз-питьевые насосы)  $Q=32\text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H=55\text{м}$  – 3 шт.(2 раб.+1 рез.);
- Установка ультрафиолетового обеззараживания УОВ-УФТ-А-7 (1 раб., 1 рез.) для обеззараживания воды с помощью бактерицидного излучения перед подачей воды в сеть.

Циркуляционные противопожарные, хоз-питьевые насосы запроектированы с частотным регулированием, противопожарные – с плавным пуском.

Для замены или ремонта насосного оборудования в помещении насосной предусмотрено грузоподъемное оборудование  $Q=1\text{т}$ .

Размещение запорной арматуры на всасывающих и напорных линиях насосов выполнены с учетом возможности замены или ремонта любого из насосов, обратных клапанов и основной запорной арматуры без нарушения режима по обеспечению водой.

Проектируемая насосная станция работает в автоматическом режиме и обеспечивает необходимые напоры и расходы на производственные, хозяйственно-питьевые и пожарные нужды площадки.

Включение пожарных насосов автоматическое (системой автоматической пожарной сигнализации, п. 12.3.1 СП 5.13130.2009), дистанционное от кнопок у пожарных кранов (согласно п. 4.2.8. СП 10.13130.2009), дистанционное от кнопок в узлах наземных гидрантов (согласно п. 7.3.1. СП 231.1311500.2015) и местное.

### **Схема водоснабжения промбазы с ВЖК**

Вода из скважинного водозабора по двухниточному водоводу подается на существующую площадку промбазы с ВЖК на площадку ВОС в существующие два резервуара для противопожарного и исходного запаса воды объемом  $700\text{м}^3$  каждый.

Объем резервуаров на противопожарные нужды определен согласно: расчетному двойному пожарному объему воды –  $1100 \text{ м}^3$ , регулирующему объему воды –  $100 \text{ м}^3$ .

На существующей площадке промбазы с ВЖК размещено:

- станция очистки природной воды БОВ-100;

- станция очистки природной воды БОВ-130 – 2 линии по  $65\text{м}^3/\text{сут.}$  (ранее запроектированная по шифру 4646);
- здание насосной станции хоз-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения;
- два резервуара для противопожарного и исходного запаса воды объемом  $700\text{м}^3$  каждый (с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным);
- два резервуара на хоз-питьевые нужды объемом  $100\text{ м}^3$  каждый (с водонагревателем емкостным газовым автоматизированным).

Из резервуаров для противопожарного и исходного запаса воды объемом  $700\text{м}^3$  вода забирается насосами, установленными в станции БОВ-100, БОВ-130, и подается на очистку.

После очистки на БОВ-100, БОВ-130 вода поступает в существующие два резервуара чистой воды объемом  $100\text{м}^3$  каждый, откуда насосами, установленными в насосной станции хоз-питьевого производственно - противопожарного водоснабжения, подается в кольцевую сеть площадки на хозяйственно-питьевые нужды.

Подача воды в сеть производственно-противопожарного водоснабжения В2 осуществляется из существующих резервуаров противопожарного запаса воды объемом по  $700\text{м}^3$ .

Возросшую нагрузку на хоз-питьевые нужды проектируемых объектов Промбазы с учетом существующих, обеспечивают станции очистки природной воды БОВ-100, БОВ-130.

В существующем здании насосной станции хозяйственно-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения установлено следующее оборудование:

- I группа - насосы АЦМС 32-4 (хоз-питьевые насосы)  $Q=32\text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H=55\text{м}$ ,  $N=7,5\text{кВт}$ ,  $n=2900\text{об./мин}$  – 3 шт. (1раб+2рез.);
- II группа - насосы АЦМЛ-1106/232-30,0/2 (противопожарные насосы)  $Q=110\text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H=53,5\text{м}$ ,  $N=30\text{кВт}$ ,  $n=3000\text{об./мин}$ . – 3 шт.(2 раб.+1 рез.);
- III группа - насосы АЦМЛ-65В/184-7,5/2 (циркуляционные насосы)  $Q=43,2\text{м}^3/\text{ч}$ ,  $H=34\text{м}$ ,  $N=7,5\text{кВт}$ ,  $n=3000\text{об./мин}$ . – 2 шт.(1 раб.+1 рез.);
- Установка ультрафиолетового обеззараживания УДВ-30/5-А15 (2 раб., 1 рез.)  $N=0.45\text{ кВт}$   $U=220\text{ В}$  для обеззараживания воды с помощью бактерицидного излучения перед подачей воды в сеть.

Существующие циркуляционные противопожарные, хоз-питьевые насосы предусмотрены с частотным регулированием, противопожарные – с плавным пуском.

Существующая насосная станция работает в автоматическом режиме и обеспечивает необходимые напоры и расходы на производственные, хозяйственно-питьевые и пожарные нужды площадки с учетом объектов Южно-Киринского месторождения.

В связи с увеличением потребности воды на хоз-питьевые нужды предусматривается следующая работа насосной станции:

1. При отсутствии водоразбора или среднем водопотреблении вода циркулирует по кольцевому трубопроводу в одном направлении с конечным изливом в резервуары на хоз-питьевые нужды.
2. При максимальном водопотреблении предусматривается подача воды по двум ниткам без циркуляции (без излива в резервуары), с возможным увеличением числа рабочих насосов.

Включение пожарных насосов дистанционное от кнопок у пожарных кранов, гидрантов, от диспетчерского пункта, местный пуск.

#### **Схема водоснабжения КОС**

Вода на производственно-противопожарные нужды площадки КОС подается по трубопроводу от существующей кольцевой сети В2 площадки КОС Киринского ГКМ.

Вода на хоз-питьевые нужды привозная с площадки УКПГ. Санитарно-технические приборы, оборудование и внутренние сети хозяйственно-питьевого водоснабжения предусмотрены в объеме комплектной поставки существующего Комплекса термического обезвреживания жидких стоков. Предусмотрены санитарно-технические приборы с трубопроводной обвязкой и арматурой, полиэтиленовая емкость для хранения запаса воды с насосным оборудованием для подачи воды и поддержания необходимого давления в системе.

Емкость для хранения запаса воды заполняется привозной водой питьевого качества, отвечающей требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества». Обмен воды в емкости осуществляется не реже одного раза вдвое суток.

#### **Сведения о расчетном расходе воды на хозяйственно-питьевые нужды, в том числе автоматическое пожаротушение и техническое водоснабжение, включая оборотное**

Расчетные объемы водопотребления приведены в приложении А.

Расходы из хозяйственно-питьевого водопровода В1 площадки УКПГ представлены в таблице 71.

Таблица 71

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма потребл. л	Кол. рабоч. дней	Водопотребление		
					Водопровод хоз-питьевой В1		
					м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
1	2	3	4	5	6	7	8
УКПГ							
Хозяйственно-бытовые нужды							
Операторная поз. ГП 301							
Рабочие	чел	13	25	365	0,12	0,33	0,120
Душевые	д.с.	3	500	365	1,500	1,50	0,548
Здание контрольно-пропускного пункта поз. ГП 562	зд.	1		365	0,09	0,25	0,091
Душевые	д.с.	1	500	365	0,50	0,50	0,183
Производственные нужды (постоянно)							
Котельная поз. ГП 310 подпитка	зд	1		254	27,00	27,00	6,858
собственные нужды	зд	1		254	6,20	6,20	1,575
<b>Итого УКПГ</b>					<b>35,41</b>	<b>35,78</b>	<b>9,375</b>
Электростанция собственных нужд					2,74	2,95	1,077
<b>Итого УКПГ, ЭСН</b>					<b>38,15</b>	<b>38,73</b>	<b>10,452</b>

Согласно п. 9.7 СП 31.13330.2012 производительность станции подготовки рассчитана на средний часовой расход в сутки максимального водопотребления, при коэффициенте суточного максимума 1,2.

Согласно п. 9.8 СП 31.13330.2012 коммуникации станции водоподготовки рассчитаны на возможность пропуска расхода воды на 20% больше расчетного.

$$Q_{\text{сут. max}} = 38,73 \times 1,2 = 46,48 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Для обеспечения потребителей питьевой водой с расчетным расходом 38,73 м<sup>3</sup>/сут на площадке УКПГ предусматривается станция водоподготовки производительностью 50 м<sup>3</sup>/сут.

Диктующий расчетный расход воды из сети производственно-противопожарного водопровода В2 на пожаротушение площадки УКПГ принят пожар в здании «Компрессорный цех газов стабилизации» поз. ГП 467 и составляет 230,56 л/с, 830,02м<sup>3</sup>/ч.

Диктующий расчетный запас воды на пожаротушение площадки УКПГ принят по максимальному объему воды, который требуется для проектируемого Резервуарного парка конденсата 4х10000м<sup>3</sup> и составляет:

$$V = 1300 \text{ м}^3, \text{ с двух кратным запасом составит } - 2600 \text{ м}^3 \text{ см. п.5.3, 5.7.}$$

В приложении Б представлен перечень зданий и сооружений, оборудованных системами пожаротушения и расход воды на внутреннее и наружное противопожарное водоснабжение, автоматическое пожаротушение.

Расходы из хозяйственно-питьевого водопровода В1 площадки Промбазы представлены в таблице 72.

Таблица 72

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма	Кол.	Водопотребление			
			потребл.	рабоч.	Водопровод хоз-питьевой В1			
			л	дней	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Проектируемые объекты Промбазы								
Хозяйственно-бытовые нужды								
Общежитие на 200 мест поз. ГП 122	чел	200	140	365	3,50	28,00	10,220	
Здание административное с диспетчерской поз. ГП 130								
Рабочие	чел	10	25	365	0,09	0,25	0,091	
Служащие	чел	31	15	365	0,18	0,47	0,169	
Душевые	д.с.	3	500	365	1,50	1,50	0,548	
Здание ремонтно-эксплуатационного блока поз. ГП 131								
Рабочие	чел	117	25	365	1,10	2,93	1,068	
Служащие	чел	1	15	365	0,01	0,02	0,007	
Душевые	д.с.	45	500	365	22,50	22,50	8,213	
Производственные нужды (постоянно)								
Здание ремонтно-эксплуатационного блока поз. ГП 131	зд	1		365	1,80	1,80	0,322	
<b>Итого проектируемые объекты Промбазы</b>					<b>30,68</b>	<b>57,47</b>	<b>20,638</b>	

Требуемый расход на хоз-питьевые и производственные нужды воды питьевого качества из водопровода В1 площадки Промбазы составляет 57,47 м<sup>3</sup>/сут.

Согласно п. 9.7 СП 31.13330.2012 производительность станции подготовки рассчитана на средний часовой расход в сутки максимального водопотребления, при коэффициенте суточного максимума 1,2.

Согласно п. 9.8 СП 31.13330.2012 коммуникации станции водоподготовки рассчитаны на возможность пропуска расхода воды на 20% больше расчетного.

Требуемый расход на хоз-питьевые и производственные нужды воды питьевого качества из водопровода В1 площадки Промбазы с учетом КПП для объектов Киринского месторождения, на основании утвержденного проекта 4646, получивший положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» №1094-17/ГГЭ-7440/02 от 12.10.2017 года составляет 127,493 м<sup>3</sup>/сут.

$$Q_{\text{сут.маx}} = (127,493 + 57,47) \times 1,2 = 222 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Возросшую нагрузку на хоз-питьевые нужды проектируемых объектов Промбазы с учетом существующих, обеспечивает станция очистки природной воды производительностью до 130 м<sup>3</sup>/сут (2 линии по 65 м<sup>3</sup>/сут), запроектированная в проекте «Обустройство Киринского ГКМ» (корректировка 2) и существующая ВОС производительностью 100 м<sup>3</sup>/сут.

Расчетный расход воды на противопожарное водоснабжение площадки промбазы с ВЖК принят пожар в проектируемом здании «Здание ремонтно-эксплуатационного блока» (поз. по ГП 131) и составляет 50 л/с, 180 м<sup>3</sup>/ч, расчетный объем воды на противопожарное водоснабжение (с двойным запасом) составит – 540 х 2= 1080 м<sup>3</sup>.

Расход воды на пожаротушение площадки КОС принят по зданию «Комплекс термического обезвреживания жидких стоков» (поз. по ГП 26) и составляет 15 л/с, 54 м<sup>3</sup>/ч, расчетный объем воды на пожаротушение составит – 162 х 2= 324 м<sup>3</sup>.

С площадки водозаборных сооружений подается вода с расходом 594,54 м<sup>3</sup>/сут. Расчетные расходы сведены в таблицу 73.

**Таблица 73**

Наименование потребителей	Водопотребление	
	Водопровод подземной воды В9	
	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
1	2	4
<u>Существующие объекты 4565, 4646</u>	307,54	68,176
<u>УКПГ</u>		
<u>Хозяйственно-питьевые нужды</u>	38,73	10.452
<u>Производственные нужды промывка</u>	140,000	10.291
<u>полиэ</u>	24,00*	3.528

Наименование потребителей	Водопотребление	
	Водопровод подземной воды В9	
	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
1	2	4
<u>Станция очистки воды поз. ГП 250</u> <u>собственные нужды</u>	10,00	0.365
<u>обратный осмос</u>	16,80	6,132
<u>Промбаза</u>		
<u>Хозяйственно-питьевые нужды</u>	55,67	20,316
<u>Производственные нужды</u>	1,80	0,322
<u>Станция очистки воды поз. ГП 111</u> <u>обратный осмос</u>	24,00	8,760
<b><i>Всего с водозабора с учетом существующих объектов</i></b>	<b>594,54</b>	<b>128,342</b>

Общий расход воды по площадкам УКПГ, промбазы и ВЖК Киринского ГКМ с учетом Южно-Киринского месторождения составляет 594,54 м<sup>3</sup>/сут; 128.342 т.м<sup>3</sup>/год.

Существующий водозабор производительностью 576 м<sup>3</sup>/сут (3 раб. скважины) не обеспечивает потребности существующих площадок с учетом объектов Южно-Киринского месторождения по восполнению противопожарного запаса.

В рамках проекта предусматривается расширение существующей площадки водозаборных сооружений путем замены насосов в существующих скважинах на ЭЦВ 6-10-110 производительностью 11,3м<sup>3</sup>/ч при напоре 100м.

Всего на существующей площадке водозаборных сооружений 4 скважины – 3 рабочих + 1 резервная. Общая производительность водозабора 3x11,3x24=813,6 м<sup>3</sup>/сут.

Оборотное водоснабжение на проектируемых площадках отсутствует.

#### **Сведения о расчетном расходе воды на производственные нужды**

Расчетные объемы водопотребления приведены в приложении А.

Расходы производственно-противопожарного водопровода В2 площадки УКПГ представлены в таблице 74.

Таблица 74

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма	Кол.	Водопотребление		
			потребл.	рабоч.	Водопровод производственно-противопожарный В2		
			л	дней	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>УКПГ</b>							
промывка	дн	115			10,00	140,00	11,050
полив покрытий тротуаров и проездов	м <sup>2</sup>	38000	0,4	90	3,8*	15,20*	1,368
полив зеленых насаждений	м <sup>2</sup>	6000	4	90	6,0*	24,00*	2,160
<b>Итого УКПГ</b>					<b>10,00</b>	<b>140,00</b>	<b>14,578</b>

\* расход на полив территории не учитывается в часовых и суточных расходах. Расход воды принят на одну мах промывку.

### 13.2 Водоотведение

При расширении объектов берегового технологического комплекса образуются бытовые, производственные, дождевые сточные воды, которые посистемно собираются в сети канализации и отводятся на существующую и проектируемую площадку КОС, с дальнейшей утилизацией.

Бытовые сточные воды поступают от бытовых помещений. Количество бытовых сточных вод определялось исходя из численности обслуживающего персонала и норм водопотребления.

Производственные сточные воды поступают от испытания и промывки технологического оборудования, с отбортованных или обвалованных площадок расходных складов ГСМ, технологических емкостей. Количество и состав сточных вод определяется на основании производственных процессов.

Дождевые сточные воды поступают: с дорог, проездов, незастроенной территории, кровель зданий, стоянок автотранспорта, которые собираются через дождеприемники в сеть дождевой канализации с дальнейшей подачей их на КОС.

К системам канализации учены дополнительные требования в связи с сейсмичностью 8 баллов:

- в насосных станциях в местах присоединения трубопроводов к насосам предусматриваются гибкие соединения, допускающие угловые и продольные взаимные перемещения концов труб;

- компенсационные способности стыков обеспечиваются применением гибких стыковых соединений;
- для предохранения территории УКПГ и Промбазы от затопления сточными бытовыми и производственными стоками, а также загрязнения подземных вод и открытых водоемов (водотоков) при аварии на одной сети (бытовой канализации) установлены перепуски (под напором) в другие сети (производственной канализации) или наоборот.

### **Сведения о существующих и проектируемых системах канализации, водоотведения и станциях очистки сточных вод**

#### **УКПГ**

На площадке УКПГ запроектированы следующие системы канализации:

- Бытовая К1;
- Производственная К4;
- Дождевая К2;
- Трубопровод пластовой воды К21.

Бытовые сточные воды от вспомогательных и подсобно-производственных помещений самотеком собираются в приемный резервуар канализационной насосной станции бытовых стоков. Далее по напорному коллектору, перекачиваются на площадку канализационных очистных сооружений. в два резервуара усреднителя для бытовых и производственных стоков объемом 200 м<sup>3</sup> (каждый), откуда забираются насосами, установленными в комплексе термического обезвреживания, и подаются на сжигание.

Канализационная насосная станция бытовых стоков с заглубленным приемным резервуаром и наземным павильоном для обслуживания изготовлена в блочно-комплектном исполнении, не требующая постоянного обслуживающего персонала. В КНС бытовых стоков (поз.245 по г.п.) предусмотрены насосы типа Иртыш производительностью 14,4 м<sup>3</sup>/ч напором 43 м (1 раб., 1 рез.), работа насосов автоматизирована от уровней сточных вод в приемном резервуаре КНС.

Канализационная насосная станция бытовых стоков имеет вторую категорию надежности.

Производственные сточные воды собираются в приемный резервуар канализационной насосной станции производственных стоков, далее по напорному коллектору, перекачиваются на площадку канализационных очистных сооружений в два резервуара усреднителя для бытовых и производственных стоков объемом 200 м<sup>3</sup> (каждый), откуда забираются насосами, установленными в комплексе термического обезвреживания, и подаются на сжигание.

Канализационная насосная станция производственных стоков с заглубленным приемным резервуаром и наземным павильоном для обслуживания изготовлена в блочно-комплектном исполнении, не требующая постоянного обслуживающего персонала. В КНС производственных стоков (поз.244 по г.п.) предусмотрены насосы типа Иртыш во взрывозащищенном исполнении производительностью 24 м<sup>3</sup>/ч напором 54 м (1 раб., 1 рез.), работа насосов автоматизирована от уровней сточных вод в приемном резервуаре КНС.

Канализационная насосная станция производственных стоков имеет вторую категорию надежности.

Для отвода воды из межстенного пространства поз. ГП 220 Резервуарный парк конденсата  $V=4 \times 10000 \text{ м}^3$  в систему канализации механически загрязненных вод, от системы охлаждения основного корпуса резервуара предусматриваются патрубки с отключающей электрифицированной арматурой, установленной вне объема «стакана» и срабатываемой автоматически от пожарной сигнализации, размещенной в межстенном пространстве согласно СТУ.

Выпуск атмосферных вод из межстенного пространства резервуаров предусматривается путем кратковременного открытия задвижек с электроприводом (нормальное положение задвижек "закрыто", открытие задвижек под наблюдением производственного персонала). Сбрасывать взрывопожароопасные продукты в канализацию, даже в аварийных случаях, не допускается.

Во избежание распространения взрывоопасных паров и газов в сети производственной канализации, на ней установлены гидравлические затворы на всех выпусках от помещений с технологическим оборудованием, площадок технологических установок и др. В каждом гидравлическом затворе высота слоя жидкости, образующий затвор, должна быть не менее 0,25 м.

С емкостей рефлюкса №1 поз. по ГП 211а; №2 ГП 212а, №3 ГП 213а предусматривается сброс рефлюксной воды в напорном режиме на площадку КОС, с последующим сжиганием на комплексе термического обезвреживания, минуя резервуары усреднители.

Дождевые и талые воды через систему дождеприемников, подземных самотечных трубопроводов и коллекторов поступают в аккумулирующие (регулирующие) резервуары со всей территории. Объем аккумулирующих (регулирующих) резервуаров принят равным суточному объему атмосферных осадков. Период опорожнения аккумулирующих (регулирующих) резервуаров для определения производительности очистных сооружений принят в пределах трех суток.

На площадке УКПГ предусматриваются следующие резервуары-усреднители для дождевых стоков:

- Поз. ГП 229а Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=500 \text{ м}^3$ ;
- Поз. ГП 246 Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900 \text{ м}^3$ ;

- Поз. ГП 246а Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900\text{м}^3$ ;
- Поз. ГП 246б Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900\text{м}^3$ ;
- Поз. ГП 471а Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=900\text{м}^3$ ;
- Поз. ГП 471б Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=1200\text{м}^3$ ;
- Поз. ГП 487а Резервуар подземный для дождевых стоков  $V=500\text{м}^3$ .

Подземные резервуары для дождевых стоков выполняются из сборных железобетонных панелей.

В резервуарах дождевых стоков предусматриваются устройства для взмучивания осадка от напорной линии КНС дождевых стоков.

Из резервуаров для дождевых стоков, КНС поз. ГП 229, 470, 482, 483, 487 поступают в резервуары-усреднители  $3\times 900\text{м}^3$  поз. 246, 246а, 246б, далее КНС поз. ГП 247 по напорному трубопроводу диаметром 160 мм подаются на проектируемую площадку КОС в два резервуара усреднителя объемом  $100\text{ м}^3$  (каждый), откуда забираются насосами, установленными в станции очистки дождевых сточных вод производительностью  $2500\text{ м}^3/\text{сут}$  и подаются на очистку с последующим сбросом в ручей.

Канализационные насосные станции дождевых стоков с заглубленным приемным резервуаром и наземным павильоном для обслуживания изготовлены в блочно-комплектном исполнении, не требующие постоянного обслуживающего персонала. В КНС дождевых стоков предусмотрены насосы типа Иртыш (1 раб, 1 рез.), работа насосов автоматизирована от уровней сточных вод в приемном резервуаре КНС.

На площадке УКПГ предусматриваются следующие КНС для дождевых стоков:

- Поз. ГП 229 - Канализационная насосная станция дождевых стоков производительностью  $21\text{м}^3/\text{ч}$  напором 34м;
- Поз. ГП 247 - Канализационная насосная станция дождевых стоков производительностью  $65\text{м}^3/\text{ч}$  напором 55м;
- Поз. ГП 470 - Канализационная насосная станция дождевых стоков производительностью  $24\text{м}^3/\text{ч}$  напором 40м;
- Поз. ГП 482 - Канализационная насосная станция дождевых стоков производительностью  $199\text{м}^3/\text{ч}$  напором 40м;
- Поз. ГП 483 - Канализационная насосная станция дождевых стоков производительностью  $73\text{м}^3/\text{ч}$  напором 35м;
- Поз. ГП 487 - Канализационная насосная станция дождевых стоков производительностью  $21\text{м}^3/\text{ч}$  напором 25м.

Расход насосов, установленных в КНС равен среднечасовому расходу с учетом коэффициента неравномерности поступления сточных вод, напор насосов определяется с учетом потерь давления в трубопроводе по длине с учетом местных сопротивлений плюс геодезическая высота подачи сточных вод.

Вместимость приемного резервуара насосных станций принимается в зависимости от притока сточных вод, производительности насосов и допустимой частоты включения электрооборудования, но не менее 5-минутной максимальной производительности одного из насосов.

Для перекачки 100%-ного расчетного расхода предусматривается кратковременное использование резервных насосов.

Гидравлический расчет напорной канализации площадки УКПГ см. том 5.3.1.3.

При изменении трассировки сетей канализации и размещения канализационных насосных станций на рабочей стадии проектирования уточняются производительность и напоры КНС.

Канализационная насосная станция дождевых стоков имеет вторую категорию надежности.

На территории УКПГ предусмотрена закрытая система дождевой канализации. Пропускная способность дождевой канализации обеспечивает пропуск сточных вод от пожаротушения или дождевых и талых сточных вод.

Санитарно-защитная зона канализационных насосных станций – 15м.

### **Промбаза**

На площадке промбазы запроектированы следующие системы канализации:

- Бытовая;
- Дождевая.

Бытовые сточные воды от вспомогательных и подсобно-производственных помещений самотеком собираются в приемный резервуар канализационной насосной станции бытовых стоков. Далее по напорному коллектору, перекачиваются на площадку канализационных очистных сооружений в два резервуара усреднителя для бытовых и производственных стоков объемом 200 м<sup>3</sup> (каждый), откуда забираются насосами, установленными в комплексе термического обезвреживания, и подаются на сжигание.

Канализационная насосная станция бытовых стоков с заглубленным приемным резервуаром и наземным павильоном для обслуживания изготовлена в блочно-комплектном исполнении, не требующая постоянного обслуживающего персонала. В КНС бытовых стоков (поз. ГП 124) предусмотрены насосы типа Иртыш производительностью 27,2 м<sup>3</sup>/ч

напором 49,5 м (1 раб., 1 рез.), работа насосов автоматизирована от уровней сточных вод в приемном резервуаре КНС.

Канализационная насосная станция бытовых стоков имеет вторую категорию надежности.

Дождевые и талые воды с территории ВЖК через систему дождеприемников, подземных самотечных трубопроводов и коллекторов поступают в ранее запроектированные аккумулирующие (регулирующие) резервуары объемом 300м<sup>3</sup>, 900м<sup>3</sup> в рамках проекта Обустройство Киринского ГКМ (корректировка 2). Объем аккумулирующих (регулирующих) резервуаров принят равным суточному объему атмосферных осадков с территории ВЖК с учетом Южно-Киринского месторождения. Период опорожнения аккумулирующих (регулирующих) резервуаров для определения производительности очистных сооружений принят в пределах трех суток.

На территории промбазы предусмотрена закрытая система дождевой канализации. Пропускная способность дождевой канализации обеспечивает пропуск сточных вод от пожаротушения или дождевых и талых сточных вод.

Ранее запроектированные канализационные насосные станции дождевых стоков изготовлены в блочно-комплектном исполнении и имеет вторую категорию надежности.

Санитарно-защитная зона канализационных насосных станций – 15м.

## **КОС**

На проектируемой площадке КОС предусмотрены следующие сооружения:

- Два резервуара вертикальных для дождевых стоков  $V=100\text{м}^3$ ;
- Канализационные очистные сооружения для дождевых стоков  $Q=2500\text{м}^3/\text{сут}$ ;
- Два резервуара вертикальных для производственных и бытовых стоков  $V=200\text{м}^3$ ;
- Комплекс термического обезвреживания жидких стоков.

На основании состава загрязнении сточных вод определен набор очистных сооружений дождевых сточных вод, а на основании количества сточных вод - их производительность.

Производительность канализационных очистных сооружений принята по опорожнению аккумулирующих (регулирующих) резервуаров на площадках УКПГ, промбазы, КОС в пределах трех суток. Производительность КОС дождевых стоков принята 2500 м<sup>3</sup>/сут.

Показатели очищенных дождевых сточных вод после КОС дождевых стоков соответствуют как для сброса в водоем рыбохозяйственного значения на основании требований следующих действующих нормативных документов:

СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»;

Методические указания МУ 2.1.5.800-99 «Организация Госсанэпиднадзора за обеззараживанием сточных вод»;

ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»;

Методические указания по установлению предельно допустимых сбросов (ПАС) веществ, поступающих в водные объекты со сточными водами;

Нормативы качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектах рыбохозяйственного значения. Утвержден приказом Министерства сельского хозяйства РФ от 13.12.2016г. № 552.

После очистки очищенные дождевые стоки в напорном режиме сбрасываются в ручей без названия, расположенный на расстоянии 1,15км от площадки КОС. Для предотвращения размыва берега ручья предусмотрена площадка гашения струи размером 2 x 5 x 0.55(h) м, которая покрывается дернином, георешеткой и сверху каменная наброска.

На основании количества бытовых и производственных стоков определена производительность комплекса термического обезвреживания стоков.

При определении производительности комплекса термического обезвреживания бытовых и производственных стоков учитывалась неравномерность подачи загрязненных дождевых стоков, стоков после промывки технологического оборудования (в период дождя промывка исключается).

### **Расчет объема резервуара-усреднителя для бытовых и производственных стоков**

Подбор значений коэффициентов неравномерности после регулирования  $K_{reg}$ , объемов регулирующего резервуара  $W_{reg}$  выполнено по соотношениям:

$$\gamma_{reg} = K_{reg} / K_{gen}, K_{reg} = \gamma_{reg} \times K_{gen} = 0,65 \times 2,0 = 1,3$$

$$\tau_{reg} = W_{reg} / q_{mid}, W_{reg} = \tau_{reg} \times q_{mid} = 4,4 \times 62,5 = 275 \text{ м}^3$$

$\gamma_{reg}$  - принимаем по табл. 29 СНиП 2.04.03-85 максимальное значение 0,65,  $\tau_{reg} = 4,4$ ,

$K_{gen}$  - общий коэффициент неравномерности поступления сточных вод принимаем 2,0,

$q_{mid}$  – среднечасовой расход сточных вод  $1500/24=62,5 \text{ м}^3/\text{час}$ ,

$K_{reg}$  - коэффициент неравномерности после регулирования – 1,3

$W_{reg}$  - объем регулирующего резервуара при коэффициенте регулирования– 1,3,

Минимальный объем резервуаров-усреднителей стока  $W = 275 \times 1,3 = 357,5 \text{ м}^3$ .

Для усреднения расходов и состава сточных вод на площадке КОС предусмотрено 2 резервуара усреднителя для бытовых и производственных стоков объемом  $200 \text{ м}^3$  каждый.

Утилизация рефлюксной воды предусматривается на Комплексе термического обезвреживания в напорном режиме, минуя резервуары усреднители.

Резервуары дождевых сточных вод объемом  $100 \text{ м}^3$ , резервуары для бытовых и производственных стоков объемом  $200 \text{ м}^3$  - стальные вертикальные цилиндрические в тепловой изоляции с электрообогревом.

Для обеспечения сжигания бытовых и производственных стоков на площадке КОС установлен комплекс термического обезвреживания производительностью  $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Существующие (ш.4565), ранее запроектированные (ш.4646) и проектируемые канализационные очистные сооружения предусматривают работу в едином комплексе.

#### **КОС дождевых стоков**

Схема очистки воды делится на следующие стадии:

- Реагентное отстаивание;
- Фильтрация на песчаных фильтрах;
- Фильтрация на угольных фильтрах;
- Обеззараживание ультрафиолетом;
- Обезвоживание осадка.

На площадке КОС предусматриваются приемные резервуары E1.1, E1.2 (2 резервуара объемом  $100 \text{ м}^3$  каждый) сточных вод наземной установки, в которых осуществляется аккумуляция и усреднение стоков см. том 5.3.1.3.

Для обеспечения эффективной очистки дождевой воды система разделена на две независимые линии, каждая рассчитана на производительность  $52 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Исходная вода из накопительных резервуаров E1.1, E1.2 при помощи насосной станции НС1 (2 раб. + 1 рез. насос) подается в канализационные очистные сооружения. На напорных трубопроводах предусмотрена обводная линия возврата стоков на взмучивание в резервуары с расходом  $10-12 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Сточная вода поступает в фильтр-сепаратор ФС1, ФС2, представляющий из себя емкость, оборудованную распределительной и сборной системами, а также блоком тонкослойных элементов, в которых происходит реагентное отстаивание. Введение коагу-

лянта и флокулянта позволяет интенсифицировать процесс осаждения. Сточная вода проходит через тонкослойные модули снизу вверх, при этом выпавший осадок оседает на дно отстойника, а глобулы нефтепродуктов укрупняются и всплывают, скапливаясь на поверхности воды. Всплывшая фракция перетекает в нефтяные карманы, из которых самотеком стекает в емкость сбора уловленных нефтепродуктов Е2, откуда периодически по мере накопления отводится на утилизацию.

Приготовление растворов реагентов осуществляется в установках приготовления и дозирования СД1 и СД2. Дозирование реагентов осуществляется автоматически пропорционально расходу подаваемой воды.

Осветленная вода поступает в емкости Е3.1, Е3.2, из которых насосной станцией НС2 (2 раб. + 1 рез. насос) откачивается на фильтры.

Первая ступень фильтрования осуществляется на напорных песчаных фильтрах ФОВ1.1- 1.10, в загрузке фильтров происходит задержание оставшихся взвешенных частиц.

Финальная доочистка воды от нефтепродуктов и других органических загрязнений происходит на второй ступени фильтрования на сорбционных угольных фильтрах ФСВ1.1-1.6. После фильтрации очищенная вода поступает в установку ультрафиолетового облучения УФ для обеззараживания и далее под остаточным напором направляется в ручей.

Периодическая обратная промывка фильтров осуществляется в автоматическом режиме. Для промывки используется очищенная вода из емкости Е4, подаваемая промывными насосами НС3 (2 раб.+1 рез. насос). Промывные воды фильтров отводятся в отстойники периодического действия От.1.1-1.2. Туда же поступает осадок, перекачиваемый насосами НС4 (1 раб.+1 рез.) из фильтров-сепараторов ФС1, ФС2. В коллектор осадка и промывной воды дозируется флокулянт для интенсификации процесса отстаивания.

В результате отстаивания происходит разделение потока промывной и осадочной воды на уплотненный осадок и осветленную воду.

Осадок из отстойников посредством насосов НС5 (1 раб.+1 рез) подается в шнековый обезвоживатель ШО 1.1-1.2 (1 раб.+1 рез) и поступает по подающей трубе в обезвоживающий барабан, где он продвигается от зоны сгущения к зоне отжима. Внешняя часть барабана образована комплектом чередующихся подвижных и неподвижных колец, внутренняя включает шнек, шаг витков которого уменьшается от зоны сгущения к зоне отжима. В зоне сгущения отделение фильтрата обеспечивается под действием силы тяжести, а в зоне отжима - за счет избыточного давления, возникающего вследствие уменьшения шага витков шнека и наличия зазора между окончанием шнека и прижимной пластиной.

Регулировка зазора позволяет оптимизировать процесс обезвоживания осадка. Образующийся фильтрат отводится в поддон, откуда откачивается насосами НС6 (1 раб.+1 рез) в приемные резервуары Е1.1, Е1.2, туда отводится осветленная вода из отстойников насосами НС7 (1 раб.+1 рез).

Обезвоженный осадок выгружается в контейнер и вывозится на полигон ТБО.

Предложенная технологическая схема позволяет эффективно очищать дождевую воду до нормативов качества воды, сбрасываемой в водоем рыбохозяйственного значения не только от взвешенных веществ и нефтепродуктов в широком количественном диапазоне, но и от металлов (например, от железа) и специфических органических загрязнений (фенолы и пр.).

Установка работает в полностью автоматическом режиме и не требует постоянного присутствия персонала. Приготовление растворов реагентов производится один раз в сутки, их дозирование осуществляется автоматически.

**Комплекс термического обезвреживания жидких стоков производительностью 1500м<sup>3</sup>/сут.**

Состав комплекса

Оборудование комплекса, кроме блока приёма и аккумуляирования стоков, ресиверов и дымовых труб, располагается в блочно-модульном здании (блок-боксе).

Технологическая схема комплекса включает в себя:

- Блок усреднения и подготовки стоков к сжиганию.
- Блок термического обезвреживания отходов (стоков).
- Узел сжатого воздуха.
- Узел подачи газа.
- Узел отопления.

Технологические схемы комплекса приведены в томе 5.3.1.3 чертеж 6041-19-ТХ1.

Комплекс оснащен КИП и средствами автоматизации, позволяющими контролировать технологические параметры, а также управлять технологическим процессом автоматически или в ручном режиме с пульта управления.

Средства автоматизации обеспечивают защиту оборудования посредством блокировок при отклонении некоторых технологических параметров от нормальных значений, вследствие которых могут возникнуть отказы или преждевременный износ оборудования.

Подача стоков в комплекс осуществляется из резервуаров-накопителей блока приема и аккумуляирования стоков за границами Комплекса.

Для взмучивания оседающего осадка в емкостях, предусмотрены две циркуляционные линии.

**Обоснование принятых систем сбора и отвода сточных вод, объема сточных вод**

Расчетные расходы бытовой канализации представлены в таблице 75.

Таблица 75

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма потребл. л	Кол. рабоч. дней	Водоотведение		
					Канализация бытовая К1		
1	2	3	4	5	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
					6	7	8
<b>УКПГ</b>							
<b>Хозяйственно-бытовые нужды</b>							
<b>Операторная поз. ГП 301</b>							
Рабочие	чел	13	25	365	0,12	0,33	0,120
Душевые	д.с.	3	500	365	1,50	1,50	0,548
<b>Здание контрольно-пропускного пункта поз. ГП 562</b>							
Душевые	зд	1		365	0,09	0,25	0,091
Душевые	д.с.	1		365	0,50	0,50	0,183
Производственные нужды (постоянно)							
<b>Станция очистки воды (собственные нужды) поз. ГП 250</b>							
Зд	зд	1		365	2,50	10,00	0,365
<b>Обратный осмос</b>							
Зд	зд	1		365	0,70	16,80	6,132
<b>Электростанция собственных нужд (ЭСН)</b>							
					2,74	2,95	1,077
<b>Итого УКПГ, ЭСН</b>					<b>8,15</b>	<b>32,33</b>	<b>8,516</b>
<b>Проектируемые объекты Промбазы</b>							
<b>Хозяйственно-бытовые нужды</b>							
<b>Общежитие на 200 мест поз. ГП 122</b>							
чел	чел	200	140	365	3,50	28,00	10,220
<b>Здание административное с диспетчерской поз. ГП 130</b>							
Рабочие	чел	10	25	365	0,09	0,25	0,091
Служащие	чел	31	15	365	0,18	0,47	0,169
Душевые	д.с.	3	500	365	1,50	1,50	0,548
<b>Здание ремонтно-эксплуатационного блока поз. ГП 131</b>							
Рабочие	чел	117	25	365	1,10	2,93	1,068
Служащие	чел	1	15	365	0,01	0,02	0,007
Душевые	д.с.	45	500	365	22,50	22,50	8,213
<b>Станция очистки воды (обратный осмос) поз. ГП 111</b>							
зд	зд	1		365	1,00	24,00	8,760
<b>Итого проектируе-</b>					<b>29,88</b>	<b>79,67</b>	<b>29,076</b>

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма потребл. л	Кол. рабоч. дней	Водоотведение Канализация бытовая К1		
					м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
1	2	3	4	5	6	7	8
мые объекты Пром-базы							

Расчетные расходы производственных сточных вод отводимых в сеть производственной канализации представлены в таблице 70.

Таблица 76

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма потребл. л	Кол. рабоч. дней	Водоотведение Канализация производственная К4			Примечание
					м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
УКПГ								
Производственные нужды (постоянно)								
Котельная поз. ГП 310. собственные нужды	зд	1		254	6,20	6,20	1,575	солесодержание 2,74г/л
Сброс рефлюксной воды	дн	1		347	52,10	1250,40	433,889	
Установка производства азота поз. ГП 268 слив конденсата	дн	1		365	0,02	0,48	0,175	
Производственные нужды (периодически)								
промывка	дн	111			10,00	140,00	10,291	
Дождевые сточные воды с обвалований	га	1,64				100,00**	3,451	** - в период дождя промывка исключается. Расход воды принят на одну мах промывку
<b>Итого УКПГ</b>					<b>68,32</b>	<b>1397,08</b>	<b>449,381</b>	
Проектируемые объекты Промбазы								
Производственные нужды (постоянно)								
Здание ремонтно-эксплуатационного	зд	1		365	1,80	1,80	0,322	

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма потребл. л	Кол. рабоч. дней	Водоотведение Канализация производственная К4			Примечание
					м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
блока поз. ГП 131								
<b>Итого проектируемые объекты Пром-базы</b>					<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>0,322</b>	

Расчетные расходы дождевых стоков представлены в таблице 77.

**Таблица 77**

Наименование потребителей	Ед. изм.	Кол.	Норма потребл. л	Кол. рабоч. дней	Водоотведение		
					Канализация дождевая К2		
1	2	3	4	5	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
6	7	8					
<b>УКПГ</b>							
Дождевые сточные воды	га	33,25				4663,86	85,055
<b>Электростанция собственных нужд (ЭСН)</b>							
Дождевые сточные воды						320	9,722
<b>КОС</b>							
Дождевые сточные воды	га	1,3				193,00	3,286
<b>Проектируемые объекты Промбазы</b>							
Дождевые сточные воды	га	1,5				276,69	4,938
<b>Всего</b>						<b>5453,550</b>	<b>103,001</b>

Количество бытовых и производственных стоков, поступающих на комплекс термического обезвреживания стоков, представлено в таблице 78.

**Таблица 78**

Наименование потребителей	Водоотведение		
	Комплекс термического обезвреживания		
	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	т.м <sup>3</sup> /год
1	12	13	14
<b><u>УКПГ</u></b>			
<i>бытовая канализация</i>	8,15	32,33	8,516
<i>производственная канализация постоянно</i>	6,22	6,68	1,750
<i>Сброс рефлюксной воды постоянно</i>	52,10	1250,40	433,889
<i>производственная канализация периодически (промывка)</i>	10,00	140,00	13,742
<b><i>Итого:</i></b>	<b>76,47</b>	<b>1429,41</b>	<b>457,897</b>
<b><u>Промбаза</u></b>			
<i>бытовая канализация</i>	29,88	79,67	29,076
<i>Производственные нужды (постоянно)</i>	1,8	1,8	0,322
<b><i>Итого:</i></b>	<b>31,68</b>	<b>81,47</b>	<b>29,398</b>
<b><i>на комплекс термического обезвреживания постоянно</i></b>	<b>98,15</b>	<b>1370,88</b>	<b>473,553</b>
<b><i>на комплекс термического обезвреживания в летний период</i></b>	<b>108,15</b>	<b>1510,88</b>	<b>487,295</b>

### 13.3 Пожаротушение

Данной частью проекта рассматривается наружное и внутреннее противопожарное водоснабжение, автоматическое пенное пожаротушение, водяное орошение аппаратов колонного типа.

На площадках УКПГ, промбазе и ВЖК запроектированы отдельные сети хозяйственного (В1) и производственно-противопожарного водопровода (В2).

Наружное и внутреннее противопожарное водоснабжение, автоматическое пенное пожаротушение осуществляется от сети производственно-противопожарного водопровода (В2).

Основной мерой обеспечения надежности подачи пожарных расходов воды является обязательное кольцевание водопроводной сети.

Системы противопожарного водоснабжения (водоводы, насосные станции, резервуары противопожарного запаса воды) относятся по степени обеспеченности подачи воды к I категории водоснабжения на основании п.5.18 СП 8.13130.2009.

#### Системы пожаротушения Киринского ГКМ

##### *Наружное противопожарное водоснабжение*

Наружное противопожарное водоснабжение зданий и сооружений предусматривается от пожарных гидрантов.

На существующей площадке Промбазы производственно-противопожарный водопровод (В2) подземный, на кольцевой сети пожарные гидранты предусмотрены подземного типа (ГОСТ 8220-85\*).

На проектируемой площадке УКПГ производственно-противопожарный водопровод (В2) предусматривается надземной прокладки по эстакадам.

На проектируемой кольцевой сети производственно-противопожарного водопровода В2 площадки УКПГ предусматриваются наземные узлы пожарных гидрантов, в укрытии которых размещены патрубки (наземные гидранты), выведенные наружу и оборудованные соединительными головками для подключения рукавных линий, принято справочно, на основании п.6.16 ВНТП 03/170/567-87, п.7.3.1 СП 231.1311500.2015.

При этом:

- количество патрубков в одном узле не менее 4;
- на каждом патрубке установлена запорная арматура внутри и снаружи укрытия;
- количество укрытий с узлами наземных гидрантов и расстояние между ними на объекте обустройства нефтяных и газовых месторождений определяется, исходя

из обслуживания территории радиусом не более 200 м и защиты каждого сооружения, здания или их частей от двух узлов;

- подключение узлов наземных гидрантов принимается от двух точек наружной противопожарной сети;
- узлы наземных гидрантов комплектуются стволами и рукавами из расчета 40 м на один патрубок и хранятся в укрытии;
- в узлах наземных гидрантов устанавливается кнопка для дистанционного пуска и остановки насосов пожаротушения (п.7.3.1. СП 231.1311500.2015).

Согласно п.7.4.16 СП 231.1313500.2015, по рекомендации ФГУ ВНИИПО МЧС России на площадке УКПГ применяются защитные экраны в количестве 10 штук. Применение теплозащитных экранов согласовано с Департаментом пожарно-спасательных сил, специальной пожарной охраны и сил гражданской обороны МЧС России 16.12.2010 УДК 614.89;614.873.

Кольцевой водопровод разделен ремонтными задвижками на участки с отключением не более 5 гидрантов на основании п.11.10 примечание СП 31.13330.2012.

На водопроводной сети предусматривается установка стальной незамерзающей арматуры.

Свободный напор в сети противопожарного водопровода обеспечивает высоту компактной части струи не менее 20 м при полном расходе воды на противопожарное водоснабжение и расположении пожарного ствола на уровне наивысшей точки самого высокого здания (водопровод высокого давления) на основании п.4.4 СП 8.13130.2009.

Пожарные гидранты предусматриваются вдоль автомобильных дорог на расстоянии не более 2,5 м от края проезжей части, но не ближе 5 м от стен зданий, наружных установок и сооружений в производственной зоне (п. 8.6. СП 8.13130.2009).

Расстановка пожарных гидрантов на водопроводной сети обеспечивает противопожарное водоснабжение любого обслуживаемого данной сетью здания, сооружения или его части не менее чем от двух гидрантов при расходе воды на наружное противопожарное водоснабжение 15 л/с и более и одного - при расходе воды менее 15 л/с с учётом прокладки рукавных линий длиной, не более 200м, по дорогам с твердым покрытием на основании п.8.6 СП 8.13130.2009.

Расстояние между гидрантами определяется расчетом, учитывающим суммарный расход воды на пожаротушение и пропускную способность устанавливаемого типа гидрантов по ГОСТ 8220 на основании п.8.6 СП 8.13130.2009.

На основании п.8.6 СП 8.13130.2009 в местах расположения пожарных гидрантов, у резервуаров противопожарного запаса воды у мест забора воды передвижной пожарной техникой), а также по направлению движения к ним, на высоте не менее 2 м, предусмотрены световые или флуоресцентные указатели в соответствии с ГОСТ 12.4.009-83\* и

кнопки включения пожарных насосов в здании насосной станции производственно-противопожарного назначения.

Резервуары противопожарного запаса воды, резервуары на хоз-питьевые нужды и резервуары для производственных нужд дополнительно оборудованы задвижками и соединительными головками диаметром полугайки 125 мм для забора воды через рукавную систему передвижной пожарной техникой.

Резервуары имеют подъезды с площадками с твердым покрытием размерами не менее 12×12 м для установки пожарных автомобилей в любое время года в соответствии с п. 9.4 СП 8.13130.2009.

#### *Внутренний противопожарный водопровод*

Внутренний противопожарный водопровод предназначен для подачи воды под определенным напором и с необходимым расходом через систему трубопроводов и устройств к пожарным кранам от сети наружного производственно-противопожарного водопровода.

Внутренний противопожарный водопровод состоит из ввода в здание, магистральных трубопроводов, распределительных трубопроводов и пожарных кранов.

Необходимость устройства внутреннего противопожарного водопровода в зданиях и сооружениях определяется требованиями СП 10.13130-2009 «Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности».

Расходы воды и число струй на внутреннее противопожарное водоснабжение в производственных и складских зданиях III и IV степеней огнестойкости классов конструктивной пожарной опасности СО категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности принимаются согласно письма МЧС России (исх. от 15.07.2011 № 19-2-11-2756), а именно:

- при объеме зданий от 0,5 до 5 тыс.м<sup>3</sup> – 2 струи х2,5 л/с,
- при объеме зданий от 5 до 50 тыс.м<sup>3</sup> – 2 струи х5 л/с.

Расходы воды и число струй на наружное противопожарное водоснабжение зданий разделенных противопожарными стенами принято по той части здания, где требуется наибольший расход воды.

В производственных зданиях необходимость устройства внутреннего противопожарного водопровода и его расход определяется в зависимости от объема здания, степени его огнестойкости, категории зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

При проектировании систем производственно-противопожарного водоснабжения зданий на УКПГ и промбазе, в которых установлено более 12 пожарных кранов, узлы управления установками автоматического пенотушения и для которых прекращение пода-

чи воды может вызвать аварии или значительные материальные убытки, предусмотрено два ввода производственно-противопожарного водопровода.

Пожарные шкафы установлены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51844-2009 "Техника пожарная Шкафы пожарные. Общие технические требования. Методы испытаний", технической документации.

Размеры пожарных шкафов определены в зависимости от количества и диаметров пожарных клапанов и рукавов, применяемых типов стволов, а также с учетом размещения в них огнетушителей.

В пожарном шкафу предусматривается размещение ручных огнетушителей и оборудования пожарного крана:

- клапана пожарного запорного с соединительной головкой;
- рукава пожарного напорного с присоединенным к нему пожарным стволом.

Пожарный шкаф оборудован поворотной кассетой для размещения в ней пожарного рукава, укладываемого в двойную скатку, "гармошку".

Дверки шкафа имеют прозрачную вставку, позволяющую проводить визуальную проверку наличия и состояния комплектующих, дают возможность прочтения маркировочных надписей на корпусах огнетушителей. Дверки шкафа приспособлены для их опломбирования.

Внешнее оформление пожарного шкафа должно включать красный сигнальный цвет. Надписи на дверках пожарного шкафа наносятся в соответствии с ГОСТ 12.4.009-83\* п. 2.5.10.

При монтаже пожарных клапанов на внутреннем водопроводе зданий (сооружений) должны выполняться требования СП, а также следующие правила:

- маховичок клапана должен располагаться так, чтобы обеспечивалось удобство его охвата рукой и вращения (расстояние от оси маховичка до стенок 150 мм);
- выходной патрубок клапана должен располагаться так, чтобы обеспечивалось удобство присоединения пожарного рукава и исключался резкий "излом" рукава при прокладке его в любую от клапана сторону.

Пожарный шкаф (за исключением встроенных) крепится к несущим или ограждающим строительным конструкциям, при этом обеспечивается открывание дверей шкафов не менее чем на 90 градусов, с учетом установки пожарного крана на высоте 1,35 м над полом помещения.

Комплекующие пожарного шкафа должны соответствовать требованиям, установленным:

ГОСТ Р 51049-2008 Техника пожарная. Рукава пожарные напорные. Общие требования. Методы испытаний;

ГОСТ 28352-89 Головки соединительные для пожарного оборудования. Типы, основные параметры и размеры;

ГОСТ 9923-80\* Ствол пожарный ручной. Технические условия.

Рукава с соединительными головками должны выдерживать испытательное давление не менее 1,25 МПа.

Внутренние пожарные краны устанавливаются на высоте 1,35 м над полом помещения у выходов, на площадках отапливаемых лестничных клеток, в вестибюлях, коридорах, проходах и других легкодоступных местах. Каждый пожарный кран оборудуется рукавом длиной 20 м, пожарным стволом с насадкой, диаметр которого определяется расчетом, и размещается в опломбированных шкафчиках. В одном здании применены стволы с насадками одного диаметра и пожарные рукава одинаковой длины.

Здания, помещения и сооружения предприятия должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения. Определение необходимого количества первичных средств пожаротушения и их размещение следует проводить в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима, СП 9.13130.2009, а также с учетом ГОСТ 12.4.009-83\*.

При определении видов и количества первичных средств пожаротушения учитываются физико-химические и пожароопасные свойства горючих веществ, их взаимодействие с огнетушащими веществами, а также площадь помещений, открытых площадок и установок.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей на объекте защиты (в помещении) осуществляется в соответствии с пунктами 468, 474 и приложениями N 1 и 2 Правил противопожарного режима в зависимости от огнетушащей способности огнетушителя, категорий помещений по пожарной и взрывопожарной опасности, а также класса пожара".

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже размещается не менее 2 огнетушителей. Помещение категории Д по взрывопожарной и пожарной опасности не оснащается огнетушителями, если площадь этого помещения не превышает 100м<sup>2</sup>.

Расстояние от возможного очага пожара до места размещения переносного огнетушителя (с учетом перегородок, дверных проемов, возможных загромождений, оборудования) не должно превышать 20 метров для помещений административного и общественного назначения, 30 метров - для помещений категорий А, Б и В1 - В4 по пожарной и взрывопожарной опасности, 40 метров - для помещений категории Г по пожарной и взры-

вопожарной опасности, 70 метров - для помещений категории Д по пожарной и взрывопожарной опасности.

Здания и сооружения производственного и складского назначения дополнительно оснащаются передвижными огнетушителями в соответствии с приложением N 2 Правил противопожарного режима.

Огнетушители, размещенные в коридорах, проходах, не препятствуют безопасной эвакуации людей. Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 метра.

### ***Системы автоматического пожаротушения***

#### ***Пенное автоматическое пожаротушение***

Согласно СП 5.13130-2009 Приложение Б технологические помещения относятся к группе 4.2. Для противопожарной защиты технологических помещений и технологических насосных применены автоматические дренчерные установки пожаротушения пеной низкой кратности с применением 3% раствора фтористого пленкообразующего пенообразователя целевого назначения типа «ПАЙРОКОМ АFFF/АТС» 3х3 с повышенной огнетушащей способностью при тушении пожаров классов А В, в том числе пожаров водорасстворимых (полярных) горючих жидкостей. Подача 3% раствора пенообразователя осуществляется от узлов дозирования пенообразователя, расположенных в зданиях, где требуется автоматическое пожаротушение. Выход из помещения предусмотрен наружу.

Подача воды к бакам с пенообразователем и дозаторам предусмотрена от производственно-противопожарного водопровода (В2). В качестве огнетушащего вещества принята пена низкой кратности.

### **Назначение автоматической установки пожаротушения на примере Компрессорный цех газов стабилизации поз. ГП 467**

Дренчерная установка пожаротушения предназначена для тушения пожара. Запуск АУПТ, обнаружение с одновременной сигнализацией в помещение дежурного персонала о начале работы установки и включение звукового оповещения о пожаре производится автоматической установкой пожарной сигнализации (АУПС).

Защищаемые отапливаемые помещения оборудованы принудительной вентиляцией.

По степени опасности развития пожара помещения относятся к 4.2 группе табл. 5.1 СП 5.13130-2009:

- минимальная интенсивность орошения – 0,17 л/(с·м<sup>2</sup>);
- площадь для расчета расхода воды – 432 м<sup>2</sup> (определена исходя из фактической площади здания и размещения технологического оборудования);
- продолжительность работы – 15 мин.

Дренчерная установка пенного пожаротушения представляет собой стандартную затопительную систему, которая автоматически подает пенообразователь из резервуара с эластичной камерой через гидравлический клапан в распределительную сеть и выпускает пеноводяной раствор через дренчерные оросители. Для подачи пены приняты дренчерные оросители пенные ДПО0-РУ00, 74-R1/2/B3-"ДПУ-15" выпускаемые ЗАО «ПО Спецавто-матика» (г. Бийск).

Нормативную величину интенсивности подачи раствора пенообразователя принимаем не менее  $0,17 \text{ л}/(\text{с}\cdot\text{м}^2)$  при расчетном давлении в зависимости от высоты расположения оросителя.

Планировка оросителей и их количество приняты из расчета обеспечения необходимой интенсивности орошения в защищаемых помещениях. Расстояния между оросителями принимаются с учетом нормативных требований, конструкции перекрытия, расположения вентиляции и светильников, но не более 3 м между оросителями.

Для хранения, подачи и дозирования пенообразователя в узле дозирования установлено следующее оборудование:

- вертикальные резервуары  $V=5.5 \text{ м}^3$  каждый марки МСТ-5500 с эластичной внутренней камерой для хранения концентрированного пенообразователя – 2 шт. (один рабочий и один резервный);
- эжекторный смеситель воды с пенообразователем для получения 3% раствора пенообразователя – 2 шт. (один рабочий и один резервный, по одному на резервуар);
- затопительные (дренчерные) быстродействующие (3 сек) клапаны нормально закрытые с электромагнитным приводом на каждой из сухотрубных секций;
- клапан контроля концентрата КК-1 по одному на резервуар (один рабочий и один резервный);
- соленоидный клапан нормально закрытый для открытия обоих клапанов контроля концентрата – 2 шт.;
- насос для загрузки (выгрузки) концентрированного пенообразователя в (из) резервуары (резервуаров) – 1 шт.;
- электроприводные затворы в количестве 2 шт. и другая ручная запорная арматура.

Предусмотрена установка запорных устройств до и после сигнальных клапанов.

В помещении узла дозирования пенообразователя предусмотрена специальная передвижная емкость для сбора раствора пенообразователя при опорожнении трубопроводов после срабатывания установки АУП.

Вероятность безотказной работы установки пенного УПТ составляет не менее 0,924.

Применено оборудование поставляемое фирмой ООО «АПС» г. Москва.

После срабатывания установок автоматического пожаротушения (после испытаний или пожара) предусматривается отвод воды или отработанного раствора пенообразователя а также промывочной воды пенопроводов. Отвод стоков осуществляется через донные клапаны, установленные в защищаемых помещениях и через трап, расположенный в узле пожаротушения в систему производственной канализации. Используемый пенообразователь для автоматического пожаротушения является не токсичным и биологически разлагаемым с низким воздействием на окружающую среду (сертификаты на пенообразователь прилагаются). Сам пенообразователь не подлежащий регенерации и утилизации, допускается сбрасывать в производственные сточные воды при разбавлении их водой до 25% (Инструкция «Порядок применения пенообразователей для тушения пожаров» утвержденная ООО «Газпром газобезопасность»).

Давление в сети противопожарного водопровода 0,20-0,30 МПа, которое поддерживается постоянной работой циркуляционного насоса в насосной станции противопожарного водоснабжения, обеспечит открытие дренчерного клапана.

Вода к узлу дозирования при пожаре подается по двум вводам. Вертикальные резервуары концентрированного пенообразователя находятся под постоянным сетевым давлением воды с внешней стороны мембраны. При открытии любого из 7 дренчерных клапанов на сухотрубках от датчиков сигнализации о пожаре в одной из секций соленоидным клапаном открываются оба клапана контроля концентрата одновременно и пенообразователь из рабочего резервуара дозируется в два смесителя. По истечении 16 минут (выработке пенообразователя в рабочем резервуаре) происходит отключение подачи воды затвором с электроприводом (ЗЭ-1№1). В случае не срабатывания подачи раствора пенообразователя от основного устройства дозирования, автоматически включается подача раствора пенообразователя от резервного устройства дозирования. В случае повторного возгорания открытие электроприводного затвора (ЗЭ-1№2) на подаче воды производится местно в помещении узла дозирования. Общее количество концентрированного пенообразователя хранящегося в помещении узла дозирования рассчитано на 30 минут тушения пожара (расчетный объем и 100% резерв).

В случае необходимости предусмотрена подача раствора пенообразователя в сеть установки пенного пожаротушения мобильными средствами.

Из узла дозирования пенообразователя предусмотрен вывод четырех соединительных головок ГМ-80 для подсоединения двух единиц передвижной пожарной техники и подачи огнетушащего вещества к очагу пожара, а так же для проведения пусконаладочных работ. Патрубки для передвижной пожарной техники устанавливаются на высоте 1,35 от поверхности земли, предусмотрены световые указатели мест установки соединительных головок. Данные световые указатели включаются автоматически при срабатывании установок пожаротушения и пожарной сигнализации. Необходимое давление, которое должен обеспечить автонасос для подачи раствора пенообразователя, составляет не менее 48м. В месте установки патрубков предусмотрено табло с указанием необходимого давления пожарных насосов.

Пожаротушение корпуса разбито на 8 секций. Расчетная площадь, защищаемая одновременной работой двух секций дренчерной установки, определена в зависимости от технологических требований и составляет 432м<sup>2</sup>.

Максимальный расчетный расход раствора пенообразователя на пожаротушение двух дальних секций составляет 180,56 л/с, 650,02 м<sup>3</sup>/ч при требуемом напоре на вводе – 48 м. вод. ст.

Пожарные насосы в насосной станции водоснабжения обеспечивают пожарный расход и напор на вводе в узел управления, данные насосы обеспечивают нормальную работу дренчерной АУП.

При возникновении возгорания в корпусе, защищаемом дренчерной секцией, обнаружение пожара производится автоматической установкой пожарной сигнализации (АУПС) с одновременной подачей сигнала на включение пожарных насосов в насосной станции, открытие дренчерного узла и клапана контроля концентрата пенообразователя.

Внутренние трубопроводы противопожарного водоснабжения и автоматического пожаротушения запроектированы из стальных труб по ГОСТ 10704-91, прокладываемые с уклоном, для возможного опорожнения, с наружной окраской масляной краской за два раза. При этом опознавательная краска трубопроводов должна соответствовать ГОСТ 12.4.026-2015 и ГОСТ 14202-69.

Трубопроводы автоматической установки пенного пожаротушения запроектированы из стальных труб по ГОСТ 10704-91 со сварными и фланцевыми соединениями.

Трубопроводы крепятся держателями непосредственно к конструкциям здания, при этом не допускается их использование в качестве опор для других конструкций.

Узлы крепления труб с диаметром DN 50 устанавливаются с шагом не более 4 м, диаметром более DN 50 - до 6 м.

Расстояние от держателя до последнего оросителя на распределительном трубопроводе для труб DN 50 - не более 1,2 м.

Проходы трубопроводов через ограждающие конструкции между узлами управления пожаротушения и технологическими помещениями выполнены с герметичной заделкой из негорючих материалов.

#### *Мероприятия по охране труда и технике безопасности*

К деятельности по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений допускаются организации, имеющие лицензию в области пожарной безопасности в соответствии с 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» и Постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2011 г. № 1225 «О лицензировании деятельности по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений».

Монтаж и демонтаж оборудования АУП следует производить только:

- при отсутствии давления на ремонтируемом участке;
- исправным инструментом;
- при отсутствии газового конденсата в резервуаре и выпаривании горючих паров.

При испытании АУП повышенными давлениями, лица, производящие испытания, должны находиться в безопасном месте.

Гидравлические и пневматические испытания должны производиться в соответствии с Правилами Ростехнадзора.

*Системы автоматического пожаротушения и водяного орошения резервуарного парка конденсата*

В связи с отсутствием нормативных требований в части обеспечения пожарной безопасности резервуаров конденсата с защитной стенкой (резервуары типа «стакан в стакане») разработаны специальные технические условия на проектирование в части обеспечения пожарной безопасности (СТУ).

Для резервуарного парка конденсата предусмотрена стационарная система автоматического пожаротушения резервуаров и межстенного пространства и стационарная система охлаждения резервуаров и стакана с подключением к сети производственно-противопожарного водопровода.

Автоматической системой пожаротушения оборудован сам резервуар и межстенное пространство между резервуаром и защитной стенкой резервуара. Пожаротушение резервуаров в резервуарном парке конденсата должно осуществляться раствором фторсодержащего (пленкообразующего) пенообразователя низкой кратности на поверхность расчетной площади тушения.

Для системы пожаротушения применяются пеногенераторы, пеносливы и пенокамеры, прошедшие огневые промышленные испытания и рекомендованные к применению в установленном порядке.

Для защиты от теплового воздействия трубопроводы подачи пенораствора на пожаротушение и воды на охлаждение стенки резервуаров и стакана предусматривается устройство конструктивной огнезащиты с пределом функциональной огнестойкости не менее E 30 и с учетом сейсмических нагрузок согласно СП 14.13330.2014.

Трубопроводы подачи пенораствора и воды на охлаждение стенок резервуаров покрываются огнезащитным материалом БИЗОЛ - МБОР 5Ф (базальтовый огнезащитный материал толщиной 5мм, клеевой состав толщиной 0,5мм.).

При расчете воды на цели пожаротушения рассматриваются два варианта пожара в резервуарном парке:

- первый вариант: пожар в резервуаре - тушение пожара в резервуаре, охлаждение стенки горящего резервуара;
- второй вариант: пожар в резервуаре и в кольце между резервуаром и стаканом - тушение пожара в резервуаре и в кольце между резервуаром и стаканом, охлаждение стенки стакана горящего резервуара.

Предусматривается автоматическая стационарная система охлаждения резервуара и защитной стенки резервуара с подключением к производственно-противопожарному водопроводу с пуском от сигнала автоматической системы пожаротушения.

Предусматривается ручной запуск дистанционно управляемой стационарной системы водяного орошения резервуара и защитной стенки резервуара непосредственно с места у кольцевой сети производственно-противопожарного водопровода за пределами защитного ограждения резервуаров, исключая термическое воздействие на людей при пожаре, а так же дистанционно из помещения с постоянным присутствием персонала (операторной).

Алгоритм автоматического запуска системы орошения при получении сигнала о пожаре от системы пожаротушения:

- при пожаре в резервуаре и срабатыванием системы АУПТ автоматически включается система орошения резервуара;
- в случае разгерметизации резервуара и срабатывании автоматической системы пожаротушения в межстенном пространстве система орошения резервуара прекращается и осуществляется автоматический запуск системы орошения защитного стакана.

Время тушения пожара в Резервуарном парке конденсата  $4 \times 10000 \text{ м}^3$  для систем автоматического пенного пожаротушения 10 мин (для каждого из вариантов пожара).

Продолжительность охлаждения горящего резервуара и стакана 4 часа.

Для отвода воды из межстенного пространства в систему канализации механически загрязненных вод, от системы охлаждения основного корпуса резервуара предусматриваются патрубки с отключающей электрифицированной арматурой, установленной вне объема «стакана» и срабатываемой автоматически от пожарной сигнализации, размещенной в межстенном пространстве.

#### *Автоматическое водяное орошение*

Для предотвращения увеличения масштаба аварии при пожаре технологическое оборудование производственных объектов защищается от теплового излучения установками водяного орошения на основании ГОСТ Р 12.3.047-2012 п. М.1.

Согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 п. М.2, для защиты аппаратов колонного типа, установленных в следующих позициях:

- Поз. ГП 208а, 209а, 210а - Колонна стабилизации, теплообменник, емкость рефлюкса № 1,2,3 (h=48,46м).
- Поз. ГП 211а, 212а, 213а - Регенератор МЭГа, емкость рефлюкса № 1,2,3 (h= 23,500м).

предусматривается водяное орошение аппаратов колонного типа от системы В2 с дистанционным и ручным пуском (п.М.14 ГОСТ Р 12.3.047-2012).

В виду стесненных условий, защита колонных аппаратов предусматривается стационарными установками водяного орошения на всю высоту (п.М.8 ГОСТ Р 12.3.047-2012).

На колонных аппаратах выполнена стационарная установка охлаждения, состоящая из горизонтальных секционных колец орошения, которые крепятся под площадками обслуживания аппаратов, с установкой на них дренчерными оросителями с направляющей лопаткой (с диаметром отверстий 12мм), сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода.

Оросительные трубопроводы на колонных аппаратах выполняются в виде колец с установленными на них дренчерными оросителями. Диаметр отверстий дренчерных оросителей не менее 10 мм. Расстояние от оросителя до защищаемой поверхности по оси струи принимается равным 800 мм. Ось водяной струи на вертикальном аппарате должна быть направлена вниз под углом  $50\div 60^\circ$  к защищаемой поверхности (ВНТП 03/170/567-87 приложение 2 п.2.1).

Для аппаратов колонного типа применяются оросители с направляющей лопаткой (ВНТП 03/170/567-87 приложение 2 п.2.1).

Оросительные колодца на аппаратах колонного типа располагаются под обслуживающими площадками через 6-8 м. Верхнее кольцо располагается над колонной (ВНТП 03/170/567-87 приложение 2 п.2.2).

Диаметры труб оросительных колец, количество оросителей на них определяется исходя из интенсивности орошения:

- С отметки установки аппарата до отметки 20 м – 0,1 л/(м<sup>2</sup>·с);
- С отметки 20 м и выше – 0,2 л/(м<sup>2</sup>·с).

Интенсивность орошения поверхности защищаемого оборудования (в местах расположения арматуры) – 0,5 л/(м<sup>2</sup>·с) на основании п.М.13 таблица М.2 ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Тип, количество и особенности расстановки оросителей стационарных установок водяного орошения, а также режим их работы (давление перед оросителями, расход воды, дисперсность распыла) определены исходя из условий равномерного орошения всех за-

щищаемых поверхностей с заданной интенсивностью, обеспечивающей тепловую защиту оборудования (п.М.15 ГОСТ Р 12.3.047-2012).

На системе охлаждения аппаратов колонного типа устанавливаются затворы с электроприводом, для дистанционного и местного открытия при пожаре.

Ручной пуск стационарных установок водяного орошения предусмотрен с места у кольцевой сети противопожарного водопровода за пределами отбортовки оборудования на расстоянии не менее 15м, дистанционно из помещения с постоянным присутствием персонала (операторной) на основании п.М.14 ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Продолжительность работы стационарных установок водяного охлаждения колонных аппаратов определяется исходя из времени, необходимого для отсечения аварийного участка (колонн или резервуаров) и освобождения его от углеводородов с коэффициентом запаса не менее 1,2. В любом случае полученное расчетное время не менее 75 минут (ВНТП 03/170/567-87 приложение 2 п.2.15).