



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Инв. № 12069473

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

**ОБУСТРОЙСТВО ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ.
ЭТАП 4**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Объекты обустройства

Книга 1. Текстовая часть

0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1

Том 1.1.1



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

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

**ОБУСТРОЙСТВО ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ.
ЭТАПЫ 4**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Объекты обустройства

Книга 1. Текстовая часть

0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1

Том 1.1.1

Главный инженер Саратовского филиала

Р.А. Туголуков

Главный инженер проекта

А.Н. Ведров

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

Обозначение	Наименование	Примечание
0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-С	Содержание тома 1.1.1	1
0349.016.П.4.0004-СП	Состав проектной документации	Отдельный том
0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-ТЧ	Раздел 1. Пояснительная записка Часть 1. Объекты обустройства Книга 1. Текстовая часть Текстовая часть	120
0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-КМ	Раздел 1. Пояснительная записка Часть 1. Объекты обустройства Книга 1. Текстовая часть Ведомость картографических материалов, применяемых в электронной версии документации	2
		124

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-С		
---------------------------	--	--

Инв. № подл.	
--------------	--

ГИП	Ведров								

Стадия	Лист	Листов
П		1
Содержание тома 1.1.1		
		



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

**ОБУСТРОЙСТВО ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ.
ЭТАП 4**

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Объекты обустройства

Книга 1. Текстовая часть

Текстовая часть

0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-ТЧ

Список исполнителей

Бюро управления проектами объектов добычи №2

Главный инженер проекта

(подпись, дата)

А.Н. Ведров

Содержание

Заверение проектной организации	5
Заключение генерального проектировщика	6
Заключение о применяемых альбомах УПР	8
Введение	9
1 Общие сведения	12
1.1 Основание для разработки	12
1.2 Основные технико-экономические показатели объекта	13
2 Общие сведения о месторождении и районе работ	14
2.1 Краткая характеристика района строительства	14
2.1.1 Физико-географическая и гидрографическая характеристика Чаяндынского НГКМ	14
2.1.2 Общие черты климата	18
2.1.3 Гидрологические условия	37
2.1.4 Обоснование мест размещения площадочных и линейных сооружений	39
2.1.5 Краткая геолого-промысловая характеристика месторождения	40
2.1.6 Запасы углеводородов	58
2.1.7 Технологические показатели разработки	62
2.1.8 Текущее состояние разработки	63
3 Сведения об использовании земельных участков	68
3.1 Расчет размеров земельных участков, предоставляемых для размещения объектов	68
3.2 Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях лесного фонда	69
3.3 Сведения о путепроводах, эстакадах, пешеходных переходах и развязках для автомобильных дорог	70
3.4 Сведения о необходимости проектирования постов дорожно-патрульной службы, пунктов весового контроля, постов учета движения, постов метеорологического наблюдения, остановок общественного транспорта и мест размещения объектов дорожного сервиса	70
4 Проектируемые объекты и этапы ввода	71
5 Технологические решения	72
5.1 Система сбора газа	72
5.2 Кусты газовых скважин	75

6	Генеральный план	78
6.1	Обоснование планировочной организации земельного участка.....	79
6.2	Генеральные планы площадок кустов газовых скважин	79
6.3	Генеральные планы площадок крановых узлов	80
6.4	Технико-экономические показатели земельного участка	81
6.5	Обоснование решений по инженерной подготовке территории. Решения по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных природных процессов.....	82
6.5.1	Подготовка территории строительства.....	82
6.5.2	Инженерная защита площадок от последствий влияния паводковых и поверхностных вод опасных геологических процессов	82
6.5.3	Описание организации рельефа вертикальной планировкой	84
6.5.4	Описание решений по благоустройству территории	86
6.5.5	Обоснование схем транспортных коммуникаций	87
7	Автомобильные дороги и сооружения.....	87
7.1	Основные технические и транспортно-эксплуатационные показатели	87
7.2	Искусственные сооружения.....	91
7.2.1	Водопрпускные трубы	91
7.3	Пересечения и примыкания автодорог	92
7.4	Пересечения автодорог с коммуникациями.....	92
7.5	Обустройство автодорог	92
8	Конструктивные и объемно-планировочные решения	93
8.1	Опоры под технологические трубопроводы	94
8.2	Антенные опоры и молниеотводы	94
8.3	Кабельные эстакады	95
8.4	Укрытие кранов	95
8.5	Опоры воздушных линий электропередачи.....	96
8.6	Выбор принципа использования грунтов площадок в качестве оснований зданий и сооружений	96
8.7	Технические средства, обеспечивающие расчетные характеристики мерзлых грунтов	98
8.8	Способы погружения и устройства свай	98
8.9	Наблюдение за состоянием грунтов оснований и фундаментов зданий и сооружений.....	100

9	Сведения об инженерном оборудовании и сетях инженерно-технического обеспечения.....	101
9.1	Система электроснабжения	101
9.2	ВДЗ 10 кВ	102
10	Водоснабжение и водоотведение объектов обустройства.....	102
11	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети обустройства	103
12	Организация связи	103
12.1	Автоматические системы пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения	105
13	Защита от коррозии	106
14	Автоматизация технологических процессов.....	114
15	Перечень инновационной, в том числе нанотехнологической продукции, примененной при разработке проектной документации	117
	Заключение	118
	Таблица регистрации изменений.....	119

Главный инженер
Саратовского филиала

_____ Р.А. Туголуков

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.Н. Ведров

Главный инженер
Саратовского филиала

_____ Р.А. Туголуков

Заключение генерального проектировщика

Проектная документация «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этап 4» соответствует заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ», разработанная на основании:

Задания на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» №234-2011/050-0027П от 03.10.2011;

Изменения 1 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 041-2014/1000860/и1 от 24.06.2014;

Изменения 2 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 056-2015/1000860/и2 от 16.06.2015;

Изменения 3 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» №103-2016/1000860/и3 от 19.07.2016;

Изменения 4 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» №086-2017/1000860/и4 от 19 октября 2017;

Изменения 5 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 133-2018/1000860/и5 от 20.12.2018;

Изменения 6 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 014-2019/1000860/и6 от 10.02.2019;

Изменение 7 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 063-2019/1000860/и7 от 02.07.2019;

Изменения 8 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 032-2020/1000860/и8 от 17.07.2020;

Изменения 9 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 243-2021/1000860/и9 от 27.12.2021.

Проектная документация разработана в соответствии с документами об использовании земельного участка, 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 и специальных технических условий

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

Главный инженер проекта

А.Н. Ведров

Главный инженер
Саратовского филиала

_____ Р.А. Туголуков

Заключение о применяемых альбомах УПР

В проектной документации «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этап 4» применяются технические решения, предусмотренные базовыми техническими решениями утвержденных альбомов унифицированных проектных решений (УПР):

- УПР.ЭХЗ-01-2019 «Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных коммуникаций. Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии. Альбом 1»;
- УПР.ЭХЗ-02-2019 «Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных коммуникаций. Типовые схемы электрохимической защиты от коррозии. Альбом 2»;
- УПР.СКМ-01-2019 «Системы дистанционного коррозионного мониторинга объектов ПАО «Газпром». Альбом 3».

Главный инженер проекта

А.Н. Ведров

Введение

Объектом проектирования является комплекс сооружений одного из крупнейших месторождений на Востоке России – Чаяндинского НГКМ. Объект обустройство Чаяндинского НГКМ является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и ресурсной базой для магистрального газопровода «Сила Сибири». Создание Якутского центра газодобычи в первую очередь направлено на обеспечение газом российских потребителей. С его развитием будут созданы необходимые условия для газоснабжения и газификации населенных пунктов Якутии и других регионов Дальнего Востока. Объекты обустройства расположены в Дальневосточном федеральном округе России: Республика Саха, Ленский улус.

Целью настоящей работы является разработка проектной документации по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этап 4» в соответствии с актуализированными показателями разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения».

Настоящая работа выполнена на основании:

- Лицензия на разработку месторождения ЯКУ-15949 НЭ от 16.12.15 г.
- Решение Совета Директоров ОАО «Газпром» №1317 от 26.11.08 г. «О развитии минерально-сырьевой базы, необходимой для газификации регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока России».
- Протокол совместного совещания в г. Якутск Правительства Республики Саха (Якутия) и ОАО «Газпром» «О формировании Якутского центра газодобычи в рамках реализации Восточной газовой программы» от 12.03.2010 г., подписанный Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером и Президентом Республики Саха (Якутия) В.А. Штыровым.
- Постановление Правления ОАО «Газпром» №45 от 30.10.2012 г. «О принятии инвестиционного решения по «Обоснованию инвестиций в обустройство Чаяндинского месторождения, транспорт и переработку газа».
- Договор № 2/051-1000860/0349.001.004.2020/2020 от 22.10.2020 г. на выполнение работ по разработке проектной документации по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ» между ПАО «Газпром» и ООО «Газпром проектирование».

Исходными данными для проектирования являются:

- Актуализированная технологическая схема разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения».
- Обоснование инвестиций в обустройство Чаяндинского месторождения, транспорт и переработку газа, ОАО «ВНИПИГаздобыча», 2012г.
- Проектная документация «Обустройство нефтяной оторочки ботубобинской залежи Чаяндинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ».

- Задание на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ», утвержденное заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым (от 03.10.2011г. №234-2011/050-0027П);
- Технические требования на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» (приложение №1 к заданию на проектирование от 03.10.2011г. №234-2011/050-0027П)4
- Технические требования на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» (комплекс инженерно-технических средств охраны) (приложение №2 к заданию на проектирование от 03.10.2011г. №234-2011/050-0027П);
- Заключение о результатах экспертизы ОАО «Газпром» откорректированного «Обоснования инвестиций в обустройство Чаяндинского месторождения, транспорт и переработку газа» от 09.08.2012 №118-2012/04219-000/КТ;
- Основные технические решения «Обустройство Чаяндинского НГКМ», ОАО «ВНИПИгаздобыча», 2013 г.;
- Протокол согласования основных технических решений проектной документации «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 010-2013/023-0036П от 13.12.2013 г.
- Изменение 1 к заданию на проектирование № 234-2011/050-0027П №Обустройство Чаяндинского НГКМ № 041-2014/1000860/и1 от 24.06.2014 г.
- Изменение 1 к Техническим требованиям на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» (приложение № 3 к заданию на проектирование №041-2014/1000860/и1 от 24.06.2014 г.).
- Изменение 1 к Техническим требованиям на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» (приложение № 4 к заданию на проектирование № 041-2014/1000860/и1 от 24.06.2014 г.
- Изменение 2 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ», утвержденное заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» № 056-2015/1000860/и2 от 16 июня 2015 г.
- Изменение 2 к Техническим требованиям на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ». Приложение №5 к заданию на проектирование.
- Изменение 2 к Техническим требованиям на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» (комплекс инженерно-технических средств охраны). Приложение № 6 к заданию на проектирование.
- Изменение 3 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 03.10.2011, утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» №103-2016/1000860/и3 от 19 июля 2016 г.
- Изменение 3 к Техническим требованиям на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ». Приложение № 8 (обязательное) к заданию на проектирование изм.№3.

- Изменение 4 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 03.10.2011, утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» №086-2017/1000860/и4 от 19 октября 2017 г.
- Изменение 4 к Техническим требованиям на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ». Приложение № 9 (обязательное) к заданию на проектирование изм.№4.
- Изменение 5 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 20.12.2018 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 133-2018/1000860/и5;
- Изменение 6 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 10.02.2019 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 014-2019/1000860/и6;
- Изменение 7 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 02.07.2019 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 063-2019/1000860/и7;
- Изменение 8 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 17.07.2020 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 032-2020/1000860/и8;
- Изменение 9 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 243-2021/1000860/и9 от 27.12.2021;
- Проектная документация «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 1.1, 1.2» по шифру 4550.7.П.01;
- Проектная документация «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 2.1, 2.2» по проекту ш. 4550.9.П.01;
- Положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 28.03.2019 № 14-1-1-3-0066-19 проектной документации и результатов инженерных изысканий «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 1.1, 1.2» (шифр 4550.7.П.01);
- Положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 12.11.2019 №14-1-1-3-031357-2019 проектной документации и результатов инженерных изысканий «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 2.1, 2.2» (шифр 4550.9.П.01);

Стадия разработки: Проектная документация.

Заказчик работы: ПАО «Газпром» (агент - ООО «Газпром инвест»).

Эксплуатирующая организация: ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Проектная документация «Обустройство Чаяндинского НГКМ» разработана в развитие согласованных Основных технических решений (протокол согласования ОТР № 010-2013/023-0036П от 13.12.2013 г.), принятых на основании материалов «Обоснования инвестиций в обустройство Чаяндинского месторождения, транспорт и переработку газа». В августе 2012 года Обоснование инвестиций получило положительное заключение

экспертизы ОАО «Газпром» №118-2012/04219-000/КТ от 09.08.2012. Обоснование инвестиций утверждено Постановлением Правления ОАО «Газпром» №45 от 30.11.2012.

23 мая 2014 года Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером утвержден «Комплексный план мероприятий по созданию газодобывающих, газотранспортных и газоперерабатывающих мощностей, использующих газ месторождений Якутского центра газодобычи» (Приказ № 232 от 23.05.2014 г.). В соответствии с Комплексным планом мероприятий, срок подачи газа с Чаяндинского НГКМ в магистральный газопровод «Сила Сибири» намечен на 15.10.2019 года. Начало промышленной добычи газа Чаяндинского НГКМ реализовано 02.12.2019 года с вводом в эксплуатацию установки комплексной подготовки газа №3.

Почти одновременно с запуском Чаяндинского НГКМ, 27.12.2019 года в опытно-промышленную эксплуатацию введена нефтяная оторочка ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ, для чего в северной части месторождения создана необходимая инфраструктура, а также построен нефтепровод на участке УПН-НПС-11 ВСТО. Разработка Проектной документации по обустройству газоконденсатных залежей Чаяндинского НГКМ выполнена с учетом того, что основные объекты транспортно-логистической инфраструктуры, необходимые для «пионерного выхода» на Чаяндинское НГКМ, будут созданы в рамках обустройства нефтяной оторочки ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ на период ОНР.

Согласно Обоснованию инвестиций, по мере наращивания объемов добычи газа в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также по мере увеличения экспорта «сетевого» газа на рынок КНР, к проектируемому магистральному газопроводу «Сила Сибири» помимо Чаяндинского месторождения будут подключаться другие месторождения Республики Саха (Якутия) и Иркутской области.

В перспективе, в районе ЦДКС предполагается строительство компрессорного цеха КЦ-2 на котором будет осуществляться компримирование газа и извлечение из газа части гелия Ковыктинского ГКМ.

При разработке Проектной документации по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этап 4» за основу приняты результаты комплексных инженерных изысканий, выполненных ПАО «ВНИПИгаздобыча» в 2019-2021г.:

- Выполнение комплексных инженерных изысканий по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ». Этап 4;

Перечисленные работы выполнены в полном объеме и сданы Заказчику.

1 Общие сведения

1.1 Основание для разработки

- Задание на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ», утвержденное заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым (от 03.10.2011г. №234-2011/050-0027П);

- Изменение 1 к заданию на проектирование № 234-2011/050-0027П №Обустройство Чаяндинского НГКМ № 041-2014/1000860/и1 от 24.06.2014 г.;
- Изменение 2 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ», утвержденное заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» № 056-2015/1000860/и2 от 16 июня 2015 г.;
- Изменение 3 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 03.10.2011, утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» №103-2016/1000860/и3 от 19 июля 2016 г.;
- Изменение 4 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 03.10.2011, утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» №086-2017/1000860/и4 от 19 октября 2017 г.
- Изменение 5 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 20.12.2018 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 133-2018/1000860/и5;
- Изменение 6 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 10.02.2019 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 014-2019/1000860/и6;
- Изменение 7 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 02.07.2019 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 063-2019/1000860/и7;
- Изменение 8 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 234-2011/050-0027П от 17.07.2020 утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» № 032-2020/1000860/и8.
- Изменение 9 к заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» № 243-2021/1000860/и9 от 27.12.2021.
- Протокол КГП ПАО «Газпром» от 05 февраля 2022 г № 89-р/2022 по рассмотрению «Дополнения к технологической схеме разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения»;
- Актуализированные технологические показатели разработки Чаяндинского НГКМ, разработанные ООО «Газпром ВНИИГАЗ», утвержденные ЦКР Роснедр по УВС.

1.2 Основные технико-экономические показатели объекта

Наименование	Технико-экономические показатели	Функциональное назначение
Площадки кустов газовых скважин №71, 82, 89, 91, 106	5 кустов газовых скважин (16 скважин)	Добыча природного газа
Коллекторы газосборные от кустов газовых скважин №71, 82, 89, 91, 106 до УППГ-4, метаноопроводы Ду50 к кустам скважин (в одной траншее)	общая протяженность трубопроводов 37,4 км	Транспорт неочищенного природного газа

Наименование	Технико-экономические показатели	Функциональное назначение
Подъездные автодороги ПАД к КГС, КУ, УОК	общей протяженностью 27456,23 м категории IV-н (в том числе III-н категории 1276,05м)	Обеспечение перевозок
Воздушные линии электропередачи 10кВ к КГС, КУ, УОК	общей протяженностью 32,609 км	Электроснабжение потребителей

2 Общие сведения о месторождении и районе работ

2.1 Краткая характеристика района строительства

2.1.1 Физико-географическая и гидрографическая характеристика Чаяндинского НГКМ

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на Юго-западе республики Саха (Якутия) в среднем течении р. Лены, в 170 км западнее г. Ленска, в 240 км юго-западнее г. Мирный. Основной транспортной магистралью этого района является р. Лена, протекающая в 120 км к югу - юго-востоку от месторождения. Города Мирный и Ленск – крупные промышленные центры Республики Саха. Город Ленск – крупный речной порт. Населенные пункты на месторождении отсутствуют. Ближайшие крупные населенные пункты пос. Витим (130 км к югу) и пос. Пеледуй (115 км к югу – юго-востоку) расположены на левом берегу р. Лены. В Витиме имеются: леспромхоз, МиниНПЗ, пристань, аэропорт, принимающий самолеты малой авиации и вертолеты. В Пеледуе находится ремонтно-эксплуатационная база Ленского речного пароходства, пристань, взлетно-посадочная полоса для самолетов малой авиации. Южную часть лицензионного участка Чаяндинского НГКМ пересекают нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) и автодорога с твердым покрытием «п.Витим – Талаканское месторождение» принадлежащая ОАО «Сургутнефтегаз». В 10 километрах от северной границы лицензионного участка месторождения пролегает автозимник г.Усть-Кут – г.Мирный. Транспортной сетью на месторождении в данный момент времени являются подъездные автодороги между разведочными скважинами.

Территория Чаяндинского НГКМ ограничена по широте 59°45' с.ш. и 61°06' с.ш. и долготы 110°54' и 112°25' в.д.

Обзорная схема Чаяндинского НГКМ представлена в Томе 1.1.2, приложение А.

Административно район работ полностью располагается в пределах Ленского улуса (района) Республики Саха (Якутия).

По орографическому делению рассматриваемая территория расположена на Приленском плато Среднесибирского плоскогорья, в бассейне левобережных притоков верхнего течения р. Лены. Наиболее крупной рекой, протекающей в южной части месторождения является р. Нюя, левый приток р. Лены. В ландшафтном отношении месторождение находится в зоне тайги.

Рассматриваемый участок Сибирской платформы характеризуется сравнительно спокойным неотектоническим режимом. В пределах месторождения преобладают отрицательные структуры – Ангаро-Вилуйский прогиб и Нюйско-Джербинская впадина, сложенные терригенными породами.

В геоморфологическом отношении проектируемые объекты находятся в пределах геоморфологической области платформенных равнин, плоскогорий и плато с останцовыми горами (Приленское плато).

Приленское плато, как основная геоморфологическая единица участка располагается на юго-востоке Среднесибирского плоскогорья, в среднем течении реки Лены. Является возвышенной равниной, со средними абсолютными высотами 300 - 600 м. Сложено песчаниками, а также, карбонатными, местами галогенными и гипсоносными палеозойскими породами.

В целом рельеф Приленского плато выражен в виде невысоких гряд, расчлененных достаточно густой речной сетью. Из мелких форм рельефа часто встречаются карстовые и термокарстовые воронки, поноры, пещеры, бугры пучения (булгуняхи), эрозионные останцы, местами встречаются невысокие уступы, аласы.

В долинах крупных рек хорошо выражены поймы, низкие и высокие надпойменные террасы. Примером может служить река Лена, где прослеживается до девяти надпойменных террас. Относительное превышение наиболее высокой табагинской террасы над урезом р. Лены достигает 150 м. Форма долин крупных рек схожа с трапецеидальной. Долины малых рек и ручьев достаточно врезаны, многие имеют V – образную форму.

Согласно физико-географическому районированию проектируемые объекты расположены в Приленской провинции таёжной области Среднесибирской страны. Приленская провинция охватывает верховья Лены и южную часть Лено-Вилуйского междуречья. В её состав входят плоские платообразные возвышенности левобережья Лены и полоса Предбайкальского тектонического прогиба, по которой протекают река. Лено-Вилуйское междуречье покрывает мощная толща юрских и четвертичных рыхлых отложений. На его поверхности много термокарстовых котловин. Вблизи долины Лены плато расчленено густой сетью глубоких эрозионных долин. Коренные берега долины Лены часто осложнены скалистыми обрывами с разнообразными эрозионными формами.

В ландшафтном отношении район работ относится к типу таёжных и мерзлотно-таёжных ландшафтов низкогорий, с наибольшим распространением среднетаёжных лиственничных лесов и редколесий. Повсеместно встречаются массивы заболоченных ландшафтов, а в долинах рек незначительные участки лугов. Пойменные леса состоят преимущественно из сосны, что связано с хорошим дренажом и песчаным, а также мелкообломочным составом подстилающей поверхности. Основная же масса лесов является лиственничными бруснично-зеленомошными, с небольшими включениями кедра, ели.

В пределах района работ преобладают среднетаёжные мерзлотные дерново-карбонатные, дерново-подзолистые и подзолистые остаточо-карбонатные почвы, развитые под лиственничными бруснично-зеленомошными лесами.

Лесистость территории довольно высокая и превышает 80%. В лесном покрове преобладают малопродуктивные (50-70 м³/га) лиственничники багульниково- и голубично-моховые со значительным развитием лишайников. По повышениям рельефа встречаются небольшие площади сосняков, преимущественно толокнянковых. Ель сибирская встречается в виде самостоятельных ценозов по долинам рек и реже в качестве примеси в лиственничниках. Довольно широко распространены вытянутые вдоль рек и озер ерниковые заросли, встречаются также сфагновые и кустарничковые болота, мелкодолинные луга. Другие естественные растительные сообщества распространены не столь значительно.

Среди редких и исчезающих видов высших сосудистых растений, встречи которых возможны, насчитывается порядка 55 видов, в том числе занесенных в Красную Книгу ЯА СССР (1987) – 55 видов, Красную Книгу РСФСР – 4 вида, Красные Книги СССР (1975, 1978, 1984) – 6 видов. Списки редких и исчезающих растений СССР (1982, 1983) – 11 видов. Списки редких и исчезающих растений Сибири (1980) – 18 видов.

Многолетняя мерзлота оказывает большое влияние на формирование ландшафтов. Наличие мерзлоты определяет также особенности режима поверхностных и грунтовых вод. Препятствуя проникновению воды в грунт, она является водоупором и причиной заболоченности равнинных пространств. Весной талые воды быстро скатываются по мерзлоте в долины и вызывают высокий подъем уровня рек; летом вода, образующаяся за счет медленного оттаивания ледяных частиц верхних горизонтов мерзлой почвы, служит источником питания водотоков. С вечной мерзлотой связано также образование речных и грунтовых наледей, явлений солифлюкции и т. д.

Вечная мерзлота осложняет хозяйственное освоение территории. Особенно много затруднений возникает при гражданском и дорожном строительстве, а также освоении месторождений полезных ископаемых. При выемке грунта даже в разгар лета нужно предварительно оттаивать мерзлую почву, а талая порода обычно представляет собой вязкий и липкий «пывун». При строительстве зданий приходится считаться с угрозой вспучивания их фундаментов или с их неравномерной просадкой, так как во время эксплуатации зданий нарушается температурный режим мерзлоты, грунты подвергаются деформациям, а ледяные включения в них вытравливаются. Поэтому фундаменты и опоры здесь приходится заглублять в мерзлый грунт, а дома строить на сваях. Прокладывая железные или шоссейные дороги, строители вынуждены производить много дорогостоящих дополнительных работ, необходимых для того, чтобы избежать разрушения наледями дорожного полотна, и в особенности мостов. Сложны здесь и условия водоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий.

Мерзлота является одним из важнейших природных факторов. Северная часть месторождения – прерывистая мерзлая зона, в пределах которой формируются значительные по площади талики, располагающиеся обычно на склонах южной экспозиции и на участках, сложенных хорошо фильтрующими породами. Южная часть месторождения – островная мерзлая зона представлена только отдельными «островами» многолетнемерзлых горных пород, приуроченных, как правило, к заболоченным днищам речных долин, торфяным буграм, а также к нижней части склонов северной экспозиции. Суммарная площадь таликов составляет более 80%. Чайядинское месторождение расположено в преры-

вистой мерзлой зоне мощностью до 100 м (северная часть) и в островной мерзлой зоне, мощностью до 50 м (южная часть).

Животный мир района нефтегазового освоения включает вместе с акклиматизированными животными более 450 видов позвоночных и более 7000 видов беспозвоночных животных, в том числе 68 видов млекопитающих животных, более 300 видов птиц, 6 видов рептилий, 5 видов земноводных и более 65 видов – растений.

Значительная часть видов позвоночных животных отнесена к категории редких и исчезающих, находящихся в критическом состоянии. В эту группу входит более 25% фауны млекопитающих, 17% видов птиц, более 50% видов рептилий, 40% видов земноводных и около 2% видов рыб.

Большинство из состава млекопитающих и птиц является ценными объектами промысловой и любительской охоты, к ним относятся: лось, изюбр, северный олень, косуля, кабарга, медведь, соболь, колонок, горностай, белка, заяц-беляк, глухарь, тетерев, рябчик, белая куропатка.

На изучаемой территории возможно обитание видов животных, занесенных в Красную книгу России и Республики Саха. Это – азиатский речной бобр, черный журавль, дикуша, белоклювая гагара, пискулька гусь, белый гусь, малый лебедь, стерх, а также виды редкие на территории республики Саха, но не занесенные в Красную Книгу: рысь, благородный олень, снежный баран, косуля, речная выдра, обыкновенная гагара, черная казарка, чирок кликун, красношейная поганка, серый журавль, лебедь кликун, серая утка.

Видовой состав рыб бассейнов реки Нюя в зоне развития нефтедобычи Чаяндинского месторождения, представлен следующим составом: таймень, ленок, хариус, голянь речной, голянь амурский, сибирская шиновка, подкаменьщик пестроногий, щука, плотва, елец, язь, окунь, ерш, сиг-пыжьян, тугун, сибирская минога, налим.

В районе расположения проектируемых объектов, особо охраняемые территории и заказники отсутствуют.

По гидрогеологическому районированию рассматриваемая территория находится в Восточно-сибирской артезианской области, в Среднеленском артезианском бассейне, который включает в себя бассейны рек Джербы, Нюи, Пеледуя и Средней Лены. Среднеленский артезианский бассейн относится к структурам, подземные воды которого тесно взаимодействуют с поверхностными. Основные водоносные горизонты принадлежат к силурийским, ордовикским, кембрийским и верхнепротерозойским отложениям. Водоносные породы представлены доломитами, известняками, мергелями и песчаниками, образующими слоистую толщу. Высокая прерывистость мерзлой зоны в сочетании с закарстованностью пород на водоразделах и значительным эрозионным врезом речных долин обеспечивают хорошие условия инфильтрации атмосферных осадков и взаимосвязь поверхностных и подземных вод. Трещинно-пластовые и трещинно-карстовые воды разгружаются в долинах рек Лены, Нюи, Бирюка и Джербы, образуя многочисленные источники с дебитом обычно 0.5-10 л/с (силурийские отложения) и 10-20 л/с (ордовикские отложения). Химический состав вод большинства источников сульфатно-гидрокарбонатный или гидрокарбонатно-сульфатный магниевый-кальциевый.

Гидрография рассматриваемого участка работ представлена бассейном реки Лены, который в свою очередь относится к бассейну моря Лаптевых Северного Ледовитого океана.

Река Нюя является левым притоком реки Лены, впадает в нее на 2420 км от устья. Ее длина составляет 798 км, площадь водосбора 38100 км². Река Улахан-Ботубуйа является правым притоком реки Виллой, которая также как и Нюя принадлежит к бассейну реки Лены. В северной части берут свое начало и протекают в южном направлении через все месторождение реки Хамаакы, Сьюльдюкээр и Чайанда с многочисленными притоками. Эти реки относятся к бассейну реки Нюя.

Гидрографическая сеть территории Чайядинского месторождения достаточно развита и врезана. В связи с интенсивным развитием карста многие водотоки имеют временный характер. Практически все сравнительно крупные реки, расположенные на месторождении, текут в меридиональном направлении, исключением являются мелкие водотоки и река Нюя. Свыше 90% от общего числа водотоков составляют очень малые водотоки длиной до 10 км. Густота речной сети около 0,34 км/км².

Озера не имеют широкого распространения, встречаясь в основном в поймах рек. Редко встречаются карстовые и термокарстовые озера. Использовать имеющиеся озера в качестве источника водоснабжения невозможно, т.к. пойменные озера имеют недостаточные объемы и небольшие глубины.

Небольшие площади в таежной зоне занимают бореальные болота. Мощность торфа от 50 см до 125 см. В отличие от тундровых болот, они однородны, в них преобладают осока ситничковая, пушица узколистная и влагалищная с гипновыми и сфагновыми мхами, кустарниками (березой тощей, ивой черничной), кустарничками (кассандрой прицветничковой).

Болота преимущественно низинного типа. Встречаются в поймах рек, редко на водоразделах. Редко встречаются большие торфяные заболоченные пространства с листовничниками – мари.

2.1.2 Общие черты климата

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними и высокими летними температурами воздуха. Основные особенности климата определяются географическим положением в средней части Северной Азии, удаленностью от теплых морей и воздействием Северного Ледовитого океана. В целом климат Средней Сибири резко континентальный, с большими амплитудами температур теплого и холодного сезонов года, умеренным, а местами и небольшим количеством осадков, которые распределяются по сезонам очень неравномерно.

Главными факторами, определяющими своеобразие климата, являются характер общей циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории – ее удаленность и отгороженность горными системами от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана.

На всей рассматриваемой территории безморозный период начинается в середине мая - конце июня и заканчивается в начале августа - сентябре. Распределение атмосферных осадков по территории обусловлено циркуляционными факторами и орографией. На

всей территории осадки выпадают, в основном, в теплый период. Зима исключительно сухая. Максимальное количество осадков приходится на июль-август. Изменчивость количества осадков теплого периода весьма значительна. Ветровой режим обуславливается циркуляционными факторами и орографическими особенностями места. Максимальная средняя месячная скорость ветра наблюдается в мае (1,6-2,4 м/с).

В зимнее время, когда приток солнечной радиации мал или отсутствует совсем, основным климатообразующим фактором являются циркуляционные процессы. В зимний период территорию охватывает мощный сибирский антициклон, начинающийся образовываться в сентябре. В антициклоне происходит формирование континентального, очень холодного воздуха. Ясная и сухая погода способствует охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. Дальнейшему развитию антициклона, достигающего своего максимума в январе-феврале, способствуют вторжения арктических воздушных масс. Особенно сильное радиационное выхолаживание происходит в долинах и котловинах, куда стекает холодный воздух и где зимние температуры достигают исключительно низких значений. В холодное время года сильно развиты инверсии – повышения температуры воздуха с высотой. При сильных морозах и затишье часто образуются морозные туманы. При резко выраженном антициклональном режиме погоды зимой преобладает затишье. На территории месторождения наименьшие скорости ветра наблюдаются в январе и феврале. Радиационный баланс имеет отрицательные значения с октября по март. Наибольшие отрицательные величины радиационного баланса отмечаются в декабре, а положительные в июне. Продолжительность периода с отрицательным балансом составляет 6 месяцев. Среднегодовая величина радиационного баланса на территории Чаяндинского месторождения колеблется в пределах 26-29 ккал/см².

На термический режим территории месторождения в зимний сезон оказывают особенно большое влияние ясное небо, слабые ветры и большая прозрачность атмосферы. Устойчивые морозы начинаются во второй декаде октября. Наиболее низких значений температура воздуха достигает в январе. Температура февраля на 3 - 4°С выше январской. Повышение температуры от февраля к марту значительно. Зима длится 7 месяцев. Средняя месячная температура января составляет минус 30,6°С. Абсолютный минимум составляет минус 61,1°С и приходится на январь месяц. Появление снежного покрова приходится обычно на начало первой декады октября. Среднее число дней со снежным покровом 210 - 212 дней.

Характерной чертой распределения температуры почвы зимой является ее повышение с глубиной. Средняя месячная температура почвы на глубине 40 см бывает положительной с мая по октябрь. Самых низких значений до глубины 1,6 м она достигает в марте.

С апреля область повышенного давления начинает разрушаться, и над всей территорией устанавливается низкое давление. Весна на территории Чаяндинского месторождения наступает в первой декаде мая. Дата разрушения устойчивого снежного покрова практически совпадает со временем перехода средней суточной температуры воздуха через 0°С (3 мая - 7 мая). В весенний сезон наряду с частыми ночными заморозками наблюдается очень интенсивное повышение температуры в дневные часы, и развитие весенних процессов происходит весьма быстро. Благодаря большому контрасту дневных и ночных

температур суточные амплитуды весной достигают больших величин. Весна является переходным сезоном. В этот период происходит перестройка циркуляционных процессов. Для весны характерно усиление скорости ветра, интенсивное повышение температуры, особенно от марта к апрелю (на 10 - 12°C), выпадение небольшого количества осадков, понижение относительной влажности воздуха. Отличительной чертой термического режима рассматриваемой территории является быстрое нарастание средних суточных температур воздуха весной. Заканчивается весна в конце мая – начале июня.

Характерной особенностью летней циркуляции является усиление циклонической деятельности. В течение теплого периода устанавливается область пониженного атмосферного давления с центром в районе Оймяконского и Нерского плоскогорий. Область повышенного давления в это время располагается над акваторией Охотского моря. Такое распределение барических центров обуславливает резко выраженную восточную и юго-восточную направленность воздушных масс. При параллельной ориентации долин возникают сильные ветры местной циркуляции. На распределение температуры летом, определяемое радиационными и циркуляционными факторами, накладывается влияние подстилающей поверхности, условий рельефа и экспозиции. Для летнего периода характерны частые вторжения холодных масс воздуха с севера с малым содержанием водяного пара и большой его прозрачностью. Лето хотя и короткое, но теплое, а иногда и жаркое, однако ночи обычно прохладные и вероятны заморозки во все летние месяцы. Лето начинается с начала июня и заканчивается в конце августа - начале сентября. Лето длится 3 – 3,5 месяцев. Самый теплый месяц – июль. Средняя месячная температура июля составляет 16,7°C. В отдельные годы температура воздуха может повышаться до очень высоких значений. Абсолютный максимум достигает 39,2°C. Сумма температур воздуха за период со средней суточной температурой выше 5°C изменяются от 1450 до 1500°C. Летние осадки значительно преобладают над зимними.

Осень, как переходный сезон, кратковременна и характеризуется большими суточными амплитудами температур. Осень наступает в конце августа – начале сентября и заканчивается в конце сентября. В сентябре средняя месячная температура положительная, днем высокая, а ночью может понижаться до минус 10-12°C. В переходные сезоны, к которым относятся сентябрь и апрель, зимнее распределение ветра сочетается с летним.

В общем, на рассматриваемой территории во все времена года господствует западный перенос воздушных масс, особенно интенсивный в теплую часть года (обычно с апреля по октябрь), когда теплые и влажные воздушные массы поступают с запада и юго-запада. Природные условия жизни населения – малоблагоприятные, со значительным недостатком тепла и избытком влаги. Пояс континентальности по Н.Н. Иванову – резко континентальный, с годовой амплитудой средних месячных температур воздуха 50-55°C.

Ниже приводятся таблицы природно-климатических параметров УППГ-4 Чаяндинского НГКМ.

Для проектирования объектов УППГ-4 приняты следующие природно-климатические параметры района строительства, представленные в таблице 1.

Таблица 1 - Природно-климатические параметры района строительства УППГ-4

№ п/п	Наименование параметра	Значение показателя	Обоснование (источник данных)
1.	Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	минус 61,1	Аналитическая справка по договору №2 с Росгидрометом (ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»)
2.	Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	39,2	
3.	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки: обеспеченностью 0,92 обеспеченностью 0,98	минус 51,5 минус 57,0	
4.	Температура воздуха наиболее холодных суток: обеспеченностью 0,92 обеспеченностью 0,98	минус 54,5 минус 58,8	
5.	Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	262	
6.	Средняя температура наружного воздуха периода со средней суточной температурой наружного воздуха не более 8 °С (<i>отопительного периода</i>)	минус 14,1	
7.	Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10 °С	279	
8.	Средняя температура наружного воздуха периода со средней суточной температурой наружного воздуха не более 10 °С	минус 13,7	
9.	Температура воздуха теплого периода: обеспеченностью 0,95 обеспеченностью 0,99	19,5 22,2	
10.	Нормативное значение веса снегового покрова для снегового района, кПа (IV снеговой район)	2,0	СП 20.13330.2016 (табл. 10.1, прил. Е, карта 1)
11.	Нормативное значение ветрового давления для ветрового района, кПа (Ia ветровой район)	0,17	СП 20.13330.2016 (табл. 11.1, прил. Е, карта 2)
12.	Средняя скорость ветра за три наиболее холодных месяца, м/с, при среднемесячной температуре воздуха в январе минус 30 0С	2,0	СП 20.13330.2016 (прил. Ж, карта 2)
13.	Толщина стенки гололёда, превышаемая в среднем 1 раз в 5 лет для гололёдного района (II район)	5 мм	СП 20.13330.2016 (табл. 12.1, прил. Е, карта 3)
14.	Климатический район по воздействию климата на технические изделия и материалы	I ₁	ГОСТ 16350-80
15.	Климатический подрайон строительства	ID	СП 131.13330.2018
16.	Зона влажности территории Российской Федерации	3 (сухая)	СП 50.13330.2012
17.	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (<i>январь</i>), %	78	Аналитическая справка по договору №2 с Росгидрометом (ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»)
18.	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца (<i>июль</i>), %	71	

Характерной особенностью климата является его резкая континентальность, проявляющаяся в больших месячных и годовых амплитудах температуры воздуха.

В зимнее время года большую роль в формировании температурного режима играют условия циркуляции атмосферы – Сибирский антициклон. Значительное влияние на температурный режим оказывают и особенности рельефа. Летом влияние рельефа менее заметно. Влияние рельефа проявляется наиболее отчетливо на режиме минимальной температуры воздуха, характеризующей температуру наиболее холодной части суток. Минимальная температура воздуха, как показывает суточный ход температуры, держится, в среднем, несколько часов в конце ночи (в летнее время) и утренние часы (зимой) перед восходом солнца.

В качестве опорной использовалась м/ст Комака, которая расположена непосредственно на Чаяндинском месторождении, в 9 км западнее от предполагаемого размещения площадки УППГ-4, в качестве вспомогательной м/ст Витим.

Температура воздуха

Средняя многолетняя годовая температура по всей территории ниже нуля.

Средняя месячная и годовая температура воздуха за различные периоды приведена в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха по данным СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», °С

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Витим	-28.8	-25.6	-14.6	-2.9	6.3	14.8	18.1	14.6	6.4	-3.5	-17.4	-26.6	-4.9

Таблица 3 - Средняя месячная и годовая температура воздуха по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-30.6	-26.9	-16.9	-4.3	5.4	13.8	16.7	12.7	4.7	-5.2	-20.4	-29.0	-6.7

Средний минимум температуры воздуха по месяцам и за год приведен в таблице 4.

Таблица 4 - Средняя минимальная температура воздуха по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-36.9	-35.2	-27.0	-13.5	-2.6	4.3	7.7	4.7	-1.2	-10.6	-26.5	-35.2	-14.3

Абсолютный минимум температуры воздуха по месяцам и за год приведен в таблице 5.

Таблица 5 - Абсолютный минимум температуры воздуха по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-61.1	-59.1	-51.9	-44.9	-21.9	-8.8	-4.6	-8.5	-17.7	-41.3	-51.9	-58.1	-61.1
	1966	2001	1949	1966	2002	1964	1959	1950	1953	1944	1962	1959	1966

Средний максимум температуры воздуха по месяцам и за год приведен в таблице 6.

Таблица 6 - Средняя максимальная температуры воздуха по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-24.3	-17.7	-6.3	3.4	12.6	21.8	24.5	20.6	11.7	-0.1	-14.0	-23.8	0.7

Абсолютный максимум температуры воздуха по месяцам и за год приведен в таблице 7.

Таблица 7 - Абсолютный максимум температуры воздуха по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	8.8	5.0	18.7	20.1	32.8	35.5	39.2	35.1	27.6	19.3	14.2	1.8	39.2
	1949	1963	1961	1967	1981	1999	1945	2002	1984	1979	1960	1955	1945
	•	•	•	•	•	•	•	2000	•	•	•	•	•

Приведены самые высокие температуры воздуха, наблюдавшиеся за весь период наблюдений на станции.

Расчетные температуры наиболее холодных суток и наиболее холодной пятидневки различной обеспеченности приведены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 - Расчетная температура наиболее холодных суток по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Средняя температура (°С) обеспеченностью		Минимальная температура обеспеченностью	
	0.92	0.98	0.92	0.98
Комака	-54.5	-58.8	-58.7	-62.9

Таблица 9 - Расчетная температуры наиболее холодной пятидневки по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Средняя температура (°С) обеспеченностью		Минимальная температура обеспеченностью	
	0.92	0.98	0.92	0.98
Комака	-51.5	-57.0	-55.7	-60.4

Средняя температура наиболее холодных суток по м/ст. Комака составляет минус 49.1°С.

Средняя температура самых жарких суток по м/ст. Комака составляет 22.2°С.

Расчетные температуры воздуха теплого периода различной обеспеченности приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Расчетные температуры воздуха теплого периода различной обеспеченности по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Обеспеченность		
	0.95	0.98	0.99
Комака	19.5	21.2	22.2

Продолжительность теплого периода по м/ст. Комака составляет 162 дня.

Продолжительность холодного периода по м/ст. Комака составляет 203 дня.

Влажность воздуха

Влажность воздуха характеризуется упругостью водяного пара, относительной влажностью воздуха, а также дефицитом влажности (недостатком насыщения воздуха во-

дным паром). Содержание водяного пара в атмосфере сильно меняется в зависимости от физико-географических условий местности, времени года и циркуляционных условий, состояния поверхности почвы и т.д.

Упругость водяного пара, содержащегося в воздухе, как и температура воздуха, наименьших значений достигает в январе, наибольших – в июле. Распределение её по территории аналогично распределению температуры. На территориях со значительными колебаниями рельефа упругость водяного пара летом понижается с высотой, а зимой, наоборот, несколько увеличивается.

Относительная влажность воздуха в течение года меняется более значительно. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей – в начале лета. Зимой относительная влажность изменяется в сравнительно небольших пределах. С января-февраля начинается её понижение, продолжающееся ориентировочно до мая, но более интенсивно оно происходит от марта к апрелю. Наименьших значений относительная влажность достигает в мае-июне.

Средняя месячная относительная влажность воздуха приведена за период 1944–2015 гг. по м/ст. Комака и представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Средняя месячная относительная влажность воздуха (%) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	78	76	69	61	59	65	71	78	78	80	81	79	73

Средняя месячная относительная влажность воздуха (%) по срокам наблюдений (суточный ход) приведена в таблице 12.

Таблица 12 - Средняя месячная относительная влажность воздуха (%) по срокам наблюдений (суточный ход) по данным / ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Срок	Месяц											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Комака	0	78	78	80	79	77	82	88	93	92	87	82	79
	3	78	77	74	64	56	60	69	79	83	83	81	79
	6	77	73	61	48	45	48	54	61	65	73	78	79
	9	77	70	53	44	42	44	50	55	57	68	77	79
	12	78	74	58	47	44	48	54	62	65	74	80	79
	15	78	78	70	59	56	63	71	80	81	82	82	79
	18	78	78	78	72	73	83	90	94	91	86	82	79
	21	78	78	80	80	83	90	95	96	93	87	82	79

Число дней по месяцам и за год с относительной влажностью воздуха менее 30% приведено в таблице 13.

Таблица 13 - Число дней с относительной влажностью менее 30% по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	•	•	1.9	9.6	13.5	9.7	4.7	1.9	1.5	0.2	•	•	42.9

Число дней по месяцам и за год с относительной влажностью воздуха более 80% приведено в таблице 14.

Таблица 14 - Число дней с относительной влажностью более 80% по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	7.0	1.7	0.3	0.2	0.3	0.5	1.1	2.1	3.2	5.3	8.1	9.1	38.8

Средняя месячная и годовая упругость водяного пара по метеостанциям за период 1966–2015 гг. приведена в таблице 15.

Таблица 15 - Средняя месячная упругость водяного пара (мб) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	0.6	0.8	1.5	2.9	5.2	9.7	12.9	11.2	6.7	3.6	1.5	0.8	4.8

Средний месячный недостаток насыщения по метеостанциям за период 1966–2015 гг. приведен в таблице 16.

Таблица 16 - Средний месячный недостаток насыщения (мб) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	0.2	0.3	0.9	2.4	5.0	7.6	7.6	4.8	2.6	1.1	0.3	0.2	2.7

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (январь) по СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» для м/ст. Витим составляет 77%.

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца (июль) по СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» для м/ст. Витим составляет 71%.

Атмосферные осадки

Режим осадков на рассматриваемой территории определяется условиями атмосферной циркуляции, географическим положением и характером рельефа.

Благодаря резко выраженному антициклоническому режиму зима почти на всей территории сухая и малоснежная. Летом в результате развития циклонической деятельности выпадает наибольшее количество осадков за год.

Годовое количество осадков по территории изменяется от 399 до 466 мм. В отдельные годы количество атмосферных осадков может значительно отклоняться от среднеемноголетних значений.

Осадки выпадают в основном в тёплый период года. Отношение количества осадков тёплого периода к общей сумме осадков может превышать 70%. В районах со значительными перепадами рельефа может наблюдаться увеличение количества осадков на наветренных склонах и уменьшение с подветренной стороны. Наибольшее количество осадков выпадает в июле-августе, при этом наибольшее число дней с осадками отмечается в зимний период. Наиболее редко осадки выпадают в марте-апреле.

Наибольшее суточное количество осадков наблюдается в летние месяцы, чаще всего в июле-августе. Иногда осадки бывают грозовыми, кратковременными и довольно интенсивными.

В таблице 17 – 21 представлены статистические характеристики для атмосферных осадков, которые рассчитаны за период 1966-2015 гг.

Таблица 17 - Месячное и годовое количество осадков (мм) с поправками на смачивание по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	22	15	14	20	34	48	53	53	42	39	33	26	399

Таблица 18 - Расчетный суточный максимум осадков различной обеспеченности за год по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Обеспеченность (%) (аппроксимация по Гумблю)			Наблюденный максимум (дата)	Период наблюдений
	10	2	1		
Комака	38	51	57	53.4 (30.06.2009)	1944-2015

Таблица 19 - Среднее число дней с осадками более 0.1 мм по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	19.4	15.3	12.0	10.5	11.6	12.6	11.0	12.0	12.8	18.6	20.4	20.6	176.4

Таблица 20 - Число дней с твердыми (т), жидкими (ж) и смешанными (с) осадками по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Вид осадков	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака													
твердые	20.1	15.7	11.8	4.8	0.4	0.1	0.1	0.1	0.4	10.4	19.5	21.0	104.9
смешанные	•	•	0.6	5.0	3.9	0.1	•	•	4.0	7.3	1.1	•	22.2
жидкие	•	•	•	1.0	7.7	12.8	11.4	12.4	8.7	0.9	•	•	54.4

Таблица 21 - Количество твердых (т), жидких (ж) и смешанных (с) осадков за год по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	твердые	смешанные	жидкие
Комака	180	98	214

Годовой максимум осадков составляет: м/ст. Комака – 652 мм (2008 г) за период 1944-2015 гг;

Годовой минимум осадков составляет: м/ст. Комака – 282 мм (1990 г) за период 1944-2015 гг;

Снежный покров

На большей части территории снежный покров залегает в течение 175 – 210 дней. Появляется снежный покров в первых числах сентября (реже в конце августа), а исчезает в конце мая. Первый снег под влиянием последующих оттепелей сходит, и устойчивый снежный покров образуется через 8-15 дней после этого. На всей территории устойчивый снежный покров устанавливается в третьей декаде сентября – первой декаде октября, а наиболее поздние даты могут смещаться даже до конца ноября – начала декабря.

Высота снежного покрова вследствие антициклонического режима погоды сравнительно не велика. С открытых возвышенных мест снег обычно сдувается, вследствие чего происходит его перераспределение и на защищённых от ветра участках высота снега может увеличиваться. В районах со значительными ветрами разница между открытыми участками и пониженными защищёнными территориями может достигать 100 см.

Разрушение устойчивого снежного покрова начинается с апреля-мая, а сход – мае-июне. В районах со значительными колебаниями отметок рельефа, в пониженных, защищённых от солнечного света участках снежный покров может сохраняться и до июля.

Характерной особенностью снежного покрова является его небольшая плотность. Снег выпадает очень сухой и мало уплотняется в течение зимы. Из-за невысокой плотности снег легко сдувается ветрами и может формировать снежные валы. Только с середины марта начинает образовываться наст, вследствие воздействия возрастающей солнечной радиации. В апреле снег начинает оседать, когда отмечается наибольший запас воды в снеге. Запасы воды в снеге значительно изменяются от года к году, что в свою очередь определяет различную водность рек в период половодья.

Наибольшая месячная высота снежного покрова по постоянной рейке приведена в таблице 22.

Таблица 22 - Наибольшая месячная высота снежного покрова по постоянной рейке (см) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Комака	66	72	79	85	65	•	•	•	15	23	43	54

Таблица 23 - Плотность снежного покрова по снегосъёмкам в лесу на последний день декады (г/см³) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»***

Месяц																					При наибольшей высоте		
X			XI			XII			I			II			III			IV				V	
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		1	2
м/ст. Комака																					0.20		
•	0.12	•	•	0.14	•	•	0.16	•	•	0.17	0.18	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.21	0.21	0.23	0.26		0.30	0.30

Примечание: *** - для таблиц 23 и 24 при высоте снежного покрова до 5 см плотность снега не измеряется.

Таблица 24 - Плотность снежного покрова по снегосъёмкам в поле на последний день декады (г/см³) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц																					При наибольшей высоте
X			XI			XII			I			II			III			IV			
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
м/ст. Витим																					0.23
0.17	0.12	•	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.19	0.19	0.21	0.21	0.21	0.22	0.23	0.22	0.23	0.24	0.25	0.28	0.29	

Таблица 25 - Наибольшая декадная высота снежного покрова 5% вероятности по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Наибольшая высота 5% вероятности		Период наблюдений	
	По постоянной рейке	По снегомерным съёмкам (лес/поле)	По постоянной рейке	По снегомерным съёмкам
Комака	77	94	1966-2015	1966-2015

Таблица 26 - Статистические характеристики запаса воды в снеге по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»****

Метеостанция	Средний из наибольших за зиму		Запас воды в снеге, возможный 1 раз в 20 лет		Период наблюдений
	лес	поле	лес	поле	
Витим	174.04	167.29	334	291	1966-2015
Комака	130.84	•	222	•	1966-2015

*Примечание: **** - на метеорологических станциях Комака снегомерные съёмки по полевому маршруту не входят в программу станции и не производятся.*

Объем снегопереноса за зиму составляет: м/ст. Комака – 3.9 м³/м (в среднемноголетнем), 19.8 м³/м максимальный (1978 г.)

Ветер

Вследствие турбулентного характера движения воздуха, а также существенного влияния на его характеристики значительного числа внешних факторов, таких как рельеф, растительность, колебания температур подстилающей поверхности и колебания атмосферного давления и др., представленная в подразделе информация характеризует фоновое состояние ветровых параметров территории изысканий за многолетний период наблюдений. Наибольшую ценность при принятии проектных решений представляют среднемноголетние значения ветровых параметров и их критические максимальные значения, зафиксированные в течение периода наблюдений.

Годовые розы ветров по метеорологическим станциям представлены на Рисунке 4 и подготовлены на основании данных таблицы 29.

Таблица 27 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/с) за период 1977-2015 гг. по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	0.7	0.7	1.0	1.4	1.4	1.2	1.0	0.9	0.9	1.1	0.9	0.7	1.0

Таблица 28 - Максимальная скорость ветра (м/с) за период 1977-2015 гг. по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака													
С порывами	14	13	14	21	19	16	12	13	14	18	14	14	21
Без порывов	7	7	8	9	11	8	7	7	9	14	8	7	14

Таблица 29 - Повторяемость направлений ветра и штилей по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц	Направление ветра								Штиль
		С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
Комака	1	2	0.4	0.4	1.8	44.7	32.1	16.1	2.6	64.8
	2	5.7	1	0.7	2.8	36	31.2	18.6	4.1	63.5
	3	10.5	2.5	1.5	3.8	24.5	23.4	26.1	7.8	52.5
	4	16.4	5.4	3	4.4	18.7	16.6	23.2	12.3	38.7
	5	15	5.8	4.6	6.7	18.9	14.2	22.6	12.2	36
	6	17.2	9.9	7.4	6	18.2	13.2	17.6	10.6	40.7
	7	22.9	18.1	12.2	5	11.9	9.7	11.6	8.8	48
	8	16.7	13.2	9.3	5.8	16.6	14.5	16.3	7.6	52
	9	12.2	5.4	5	5.1	24.2	19	20.3	8.8	50.4
	10	6.5	1.3	1.3	4.4	31.3	26.9	21.6	6.6	43.7
	11	3.8	0.5	0.2	3.1	39.3	30.1	18.9	4.1	54.8
	12	1.9	0.3	0.2	1.8	43	34.6	15.7	2.5	63.4
год	10.9	5.3	3.8	4.2	27.3	22.1	19.1	7.3	50.7	

Таблица 30 - Наибольшие скорости ветра различной вероятности с учетом порывов за период 1977-2015 гг. по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Скорость ветра, возможная один раз в				
	Год	5 лет	10 лет	20 лет	50 лет
Комака	9	17	19	22	26

Таблица 31 - Наибольшие скорости ветра различной вероятности без учета порывов за период 1977-2015 гг. по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Скорость ветра, возможная один раз в				
	Год	5 лет	10 лет	20 лет	50 лет
Комака	6	10	12	13	15

Средняя скорость ветра за отопительный период (период со среднесуточной температурой менее 80С) составляет: м/ст. Комака – 1,0 м/с.

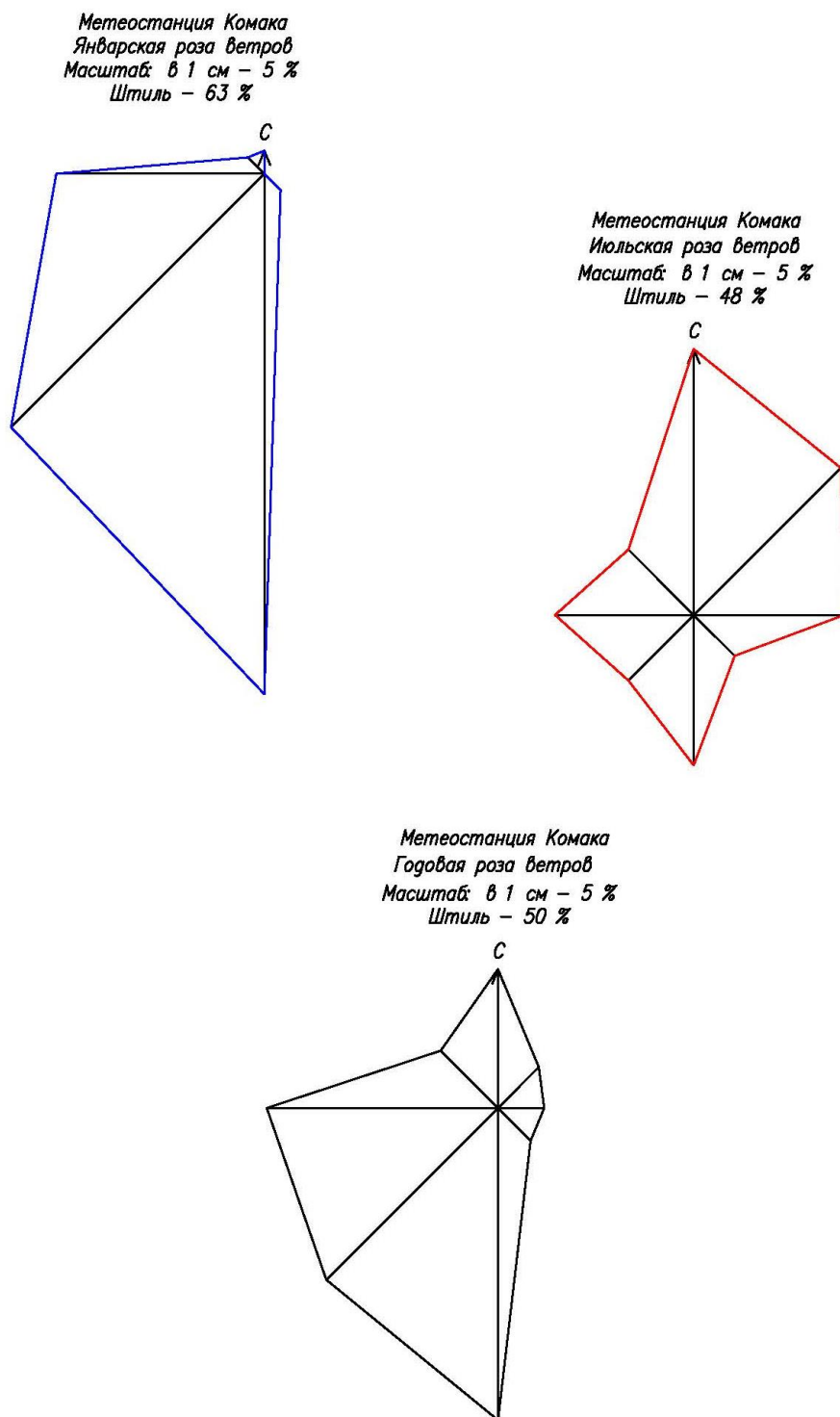


Рисунок 1 – Розы ветров

Температура почвы

Характерной чертой распределения температур почвы зимой является её повышение с глубиной. Самых низких значений она достигает в феврале. Годовые амплитуды температур почвы быстро уменьшаются с глубиной. Под поверхностями с естественным растительным покровом амплитуды меньше, чем на оголённых грунтах. Особенности распространения многолетне-мёрзлых грунтов, а также информация о расчётных нормативных глубинах промерзания и оттаивания входит в состав инженерно-геологических изысканий и рассматривается в соответствующих томах технического отчёта по комплексным инженерным изысканиям. Глубины промерзания почвы по данным вытяжных коленчатых термометров, наблюдаемые на отдельных метеостанциях района изысканий.

Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы приведена в таблице 32.

Таблица 32 - Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы (°С) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-33.5	-30.4	-19.9	-7.8	5.7	18.1	21.5	16.3	6.2	-6.3	-22.3	-31.2	-6.8

Таблица 33 - Средняя максимальная температура поверхности почвы (°С) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-22.1	-19.2	-8.7	-0.5	13.3	31.5	35.7	29.4	15.5	-1.1	-14.2	-20.0	4.4

В таблице представлены средние значения максимальной температуры поверхности почвы по месяцам за период 1966-2015 гг.

Таблица 34 - Абсолютный максимум температуры поверхности почвы по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-1	-0.5	5	19.1	41	54.3	56.4	49.9	42	19.1	0.5	-2	56.4
	1983	1998	1990	1997	2011	2000	2003	2002	1980	2009	1985	1983	2003

Таблица 35 - Абсолютный минимум температуры поверхности почвы по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Комака	-67	-64	-55.1	-43.4	-26.1	-5.3	-2.3	-16	-19.7	-42	-55.2	-64.6	-67
	1980	1979	1999	1992	1999	1992	1990	1978	2004	1977	2009	1997	1980

Таблица 36 - Глубина промерзания почвы по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»*

Метеостанция	Глубина промерзания почвы (см)									
	Месяц							Из наибольших за зиму		
	X	XI	XII	I	II	III	IV	Средн.	Макс.	Мин.
Витим	28	74	107	142	167	185	182	208	303	128

*Примечание * - на метеорологических станциях Комака непосредственное измерение глубины промерзания почвы с помощью мерзлотомера Данилина не включены в программу стандартных наблюдений.*

Атмосферное давление

В таблице 37 приведено среднее месячное и годовое атмосферное давление, приведенное к уровню моря, за период 1961-2015 гг. (Комака).

Таблица 37 - Среднее месячное и годовое атмосферное давления (мб) на уровне моря по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака												
1030.5	1028.4	1022.4	1015.1	1010.7	1007.3	1006.3	1009.8	1015.5	1019.5	1023.4	1028.0	1018.1

Максимальное атмосферное давление по месяцам и за год, приведенное к уровню моря, приведено в таблице 38.

Таблица 38 - Максимальное атмосферное давление (мб) на уровне моря по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака												
1042.1	1032.1	1021.0	1014.0	1012.4	1010.2	1013.3	1019.6	1026.0	1031.4	1041.4	1042.1	1042.1

Минимальное атмосферное давление по месяцам и за год, приведенное к уровню моря, приведено в таблице 39.

Таблица 39 - Минимальное атмосферное давление (мб) на уровне моря по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака												
1019.0	1020.1	1013.0	1009.9	1005.6	1001.2	1003.1	1005.5	1010.8	1014.0	1015.9	1019.9	1001.2

Облачность

При определении количества облаков оценивается степень покрытия небосвода облаками по 10-бальной шкале.

В таблице 40 приведено среднее число ясных и пасмурных дней по общей облачности.

Таблица 40 - Среднее число ясных (Я) и пасмурных (П) дней по общей облачности (баллы) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Дни	Облачность	Сроки, час							
			21	0	3	6	9	12	15	18
Комака	П	Н	1.0	1.7	1.3	1.8	2.8	3.3	3.8	4.0
		О	13.5	10.0	9.9	10.3	13.2	11.4	11.2	10.6
	Я	Н	27.2	24.5	21.5	13.1	7.6	7.3	10.4	8.9
		О	4.1	4.4	4.7	3.5	2.6	2.1	3.8	3.4
		О	3.5	3.6	3.0	3.3	2.6	1.8	1.6	1.8

Таблица 41 - Число дней без солнца за период 1985-2015 гг. по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Метеостанция	Месяц												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Комака	15.6	6.1	3.8	2.2	2.2	2.0	2.5	3.9	6.9	12.3	13.8	22.9	94.2

Атмосферные явления

В таблицах 42 - 45 приводятся статистические характеристики по атмосферным явлениям, рассчитанные за период с 1966 по 2015 гг.

Таблица 42 - Среднее многолетнее число дней с туманом (дни) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												X-III	IV-IX	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
м/ст. Комака														
0.06	•	•	0.08	0.20	1.29	3.76	5.06	1.31	0.14	0.02	0.04	0.12	11.84	11.96

Таблица 43 - Среднее многолетнее число дней с грозой (дни) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака												
•	•	•	•	0.71	4.06	4.29	2.92	0.43	•	0.02	•	12.43

Таблица 44 - Среднее многолетнее число дней с метелью (дни) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												Год
VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	
м/ст. Комака												
•	•	•	•	0.21	0.44	0.37	0.24	0.27	0.29	0.02	•	1.84

Таблица 45 - Среднее многолетнее число дней с градом (дни) по данным ФБГУ «ВНИИГМИ-МЦД»

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
м/ст. Комака												
•	•	•	•	0.10	0.18	0.04	0.04	•	•	•	•	0.36

2.1.3 Гидрологические условия

Гидрографическая сеть на территории Чаяндинского месторождения достаточно развита, ее густота составляет 0.34 км/км^2 . Большая часть водотоков являются малыми и очень малыми и относятся к бассейну реки Лены.

Режим рек обусловлен географическим положением их водосборов, условиями питания и влиянием аazonальных факторов. Все реки рассматриваемой территории относятся к смешанному типу питания, при этом выделяются реки и ручьи, в питании которых преобладают подземные и талые воды. Большое влияние на режим рек оказывает количество осадков и распределение их в течение года, а также геологическое строение бассейна. Участие отдельных видов питания изменяется в течение года: весной увеличивается роль талых вод, а летом преобладает дождевое питание. В зимний сезон поверхностное питание полностью прекращается, и подземные воды служат единственным источником питания рек.

По характеру течения все реки разделяются на горные, равнинные и смешанные. В верхнем течении ложины и ручьи изучаемой территории можно отнести к горным (большой уклон, узкие ущельеобразные, слабо разработанные долины с крутыми склонами и трудно размываемыми каменистыми руслами). В среднем и нижнем течении реки и ручьи относятся к равнинным, так как характеризуются сравнительно небольшими уклонами, закономерным чередованием плесов и перекатов, протекают в хорошо разработанных долинах.

Для рек изучаемого района характерны четыре фазы водного режима: весеннее половодье (май-июнь), летняя межень (июль-август), осенние паводки (сентябрь-октябрь) и зимняя межень (ноябрь-апрель).

Основной фазой водного режима является весеннее половодье, характерное для всех рек территории. Так как зимой выпадает сравнительно много осадков (30-35% годовой суммы), то половодье обычно бывает высоким и продолжительным. На реках, с площадями водосборов до 200 км^2 , продолжительность весеннего половодья составляет 15 - 30 дней, а на более крупных водотоках (Хамаакы и Нюя) от 35 до 50 дней. Начинается

половодье в конце апреля - начале мая и заканчивается в начале июня - середине июня. Средние даты начала половодья на реках изучаемой территории 15 - 20 мая. Ранние и поздние даты начала весеннего подъема уровней отличаются от средних на 10 - 15 дней. В формировании весеннего половодья принимают участие главным образом талые воды, поступающие с водосборных бассейнов.

Расчленить половодье по источникам питания бывает очень сложно, а в отдельных случаях невозможно, так как помимо талых вод в формировании его принимают участие дождевые и подземные воды. Совпадение интенсивного таяния снега и выпадения значительного количества осадков вызывает высокие половодья и большие наводнения. Доля снегового питания составляет 50 - 70% годового стока, доля дождевого 25 - 35% и доля грунтового 5 - 15%.

В результате снеготаяния в начале - середине мая на реках начинается весенний подъем уровня воды. На промерзающих реках и водотоках часть весеннего стока проходит по поверхности ледяного покрова при повышенных уровнях. По мере дальнейшего потепления и в связи с этим увеличением водности потока им разрабатывается русло во льду, и подъем уровня может смениться его спадом. Высокие подъемы уровня воды от заторов льда наиболее часто наблюдаются на сравнительно больших реках, таких как Хамаакы и Нюя. Величина подпора уровня при заторах льда может составить 1.3 - 1.7 м. При ледоходе величина подпора уровня значительно ниже – на указанных реках от 0.1 до 0.5 м.

Наивысшие годовые уровни на реках месторождения наблюдаются в период весеннего половодья. Наибольшая интенсивность подъема половодья для средних рек составляет 160 - 180 см/сутки, для малых рек 60-100 см/сутки, а на ручьях 20 - 70 см/сутки. Максимальная интенсивность спада половодья обычно в 1.5 - 2 раза меньше интенсивности его подъема. Так наибольшая интенсивность спада на реке Нюя составляет 115 - 140 см/сутки.

Весеннее половодье сменяется периодом летней межени, которая нарушается небольшими дождевыми паводками. Летние паводки наблюдаются на всех реках и ручьях изучаемой территории, где они обусловлены сильными дождями. Количество летне-осенних дождевых паводков на реках рассматриваемой территории может колебаться от 1 до 5. Сопоставление высших уровней половодья и дождевых паводков показывает, что на реках рассматриваемого района половодье бывает выше паводков обычно на 1 - 2 м на малых и средних реках. Обычно паводки непродолжительны. На реках с площадью водосбора до 50 км² их продолжительность составляет два - три дня, на реках с площадью водосбора более 50 км² пять - восемь дней.

Осенний сезон характеризуется дождевыми паводками, которые наблюдаются до середины октября и представляют собой хорошо выраженные подъемы воды в виде одиночных (одноmodalных) пиков, разделенных между собой продолжительными периодами низких уровней. В осенний период реки имеют сравнительно высокую водность, что обусловлено выпадением большого количества осадков. Режим уровней в это время весь-

ма неустойчив и характеризуется резкими колебаниями. К концу осеннего периода дождевой сток заметно снижается, и реки переходят преимущественно на подземное питание.

Зимняя межень наступает с появления ледяных образований в первой декаде октября и продолжается до середины мая. Межень холодной части года на всех реках территории продолжительна (шесть - семь месяцев) и, в общем, очень маловодна. В течение очень долгой и суровой зимы сток малых и средних рек вначале постепенно, затем, при переходе на питание водами аллювия, резко убывает и нередко совершенно прекращается.

Химический состав воды рек изменяется в широких пределах. На разных реках и в различные фазы режима минерализация меняется от 137 мг/дм³ до 1.9 г/дм³.

Высокая минерализация ограничивают возможность использования воды для питья и способствует агрессивному воздействию воды на металл и бетон.

2.1.4 Обоснование мест размещения площадочных и линейных сооружений

При размещении площадок в обязательном порядке учитывался проект разработки месторождения, выполненный ООО «Газпром ВНИИГАЗ», генпланы объектов и подходящие к ним коммуникации.

Территория размещения проектируемых площадок выбиралась в наиболее возможной малопересеченной местности с благоприятными для строительства геологическими и гидрогеологическими условиями, с учетом размеров площадок соответствующих размерам проектируемых сооружений и расположению коммуникаций с учетом перспективы их расширения в будущем. Рельеф площадок выбирался как можно более спокойный, с уклоном в одну сторону или от середины к краям, обеспечивающим быстрый сток поверхностных вод. Так же при выборе местоположения площадок по возможности выбиралась территория, чтобы общее направление горизонталей было вдоль длинной стороны площадки, чтобы вертикальная планировка не требовала большого объема земляных работ, т.е. минимальные уклоны местности должны были составлять 0.003...0.005, максимальные – 0.06...0.08.

При выборе территории прохождения проектируемых трасс линейных сооружений учитывалось количество водных преград, наличие болот, топей, эрозионно-активных участков местности, с минимизацией расположения проектируемых объектов на данных участках.

Проложение трасс линейных сооружений осуществлялось преимущественно по водораздельным территориям, с минимально возможным количеством переходов через естественные и искусственные препятствия.

Проектируемые объекты размещены согласно нормативной документации с учетом минимальных разрывов.

Схема расположения площадок и трасс Чаяндинского НГКМ представлена в Томе 1.1.2.

2.1.5 Краткая геолого-промысловая характеристика месторождения

ТЕКТОНИКА

В тектоническом отношении Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в северо-восточной части Непского свода осложняющего Непско-Ботуобинскую антеклизу, в зоне сочленения его с Мирнинским выступом и Ньюско-Джербинской впадиной Предпатомского прогиба (рисунок 2).

Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА) на северо-западе сопряжена с Курейской синеклизой, на севере с Сюгджерской седловиной, на северо-востоке граничит с Вилюйской синеклизой и Вилючанской седловиной и на юго-востоке – с Предпатомским краевым прогибом.

НБА вытянута в направлении юго-запад-северо-восток и охватывает территорию Иркутской области и Республики Саха (Якутия). Ориентировочные размеры антеклизы - 800 x 350 км, амплитуда по кровле терригенных отложений венда достигает 0,7- 1,1 км.

В пределах НБА выделяются два поднятия I порядка: Непско-Пеледуйский свод и Мирнинский выступ, где находятся основные запасы углеводородов. Непско-Пеледуйский свод прослеживается, как в рельефе фундамента, так и в осадочном венд-нижнекембрийском комплексе. Свод является асимметричной структурой, со смещенной к юго-востоку вершиной, северо-восточного простирания. Юго-восточный склон поднятия сравнительно короткий и крутой (углы падения пород более 10°), северо-западный – протяженный и пологий (углы падения менее 10°). В рельефе фундамента Непско-Пеледуйский свод оконтуривается изогипсой - 1650 м, за исключением юго-восточной части, на границе с Ньюско-Джербинской впадиной. Размеры свода составляют 280 x 200 км, амплитуда – до 500 м. В зоне сочленения с Ньюско-Джербинской впадиной отчетливо выражены дизъюнктивные дислокации в фундаменте и низах осадочной толщи. За счет разломов сформировалось блоковое строение фундамента и осадочного чехла.

В наиболее приподнятой части Непско-Пеледуйского свода подтверждается данными геофизики и бурения наличие грабенообразных прогибов, имеющих субмеридиональное простирание, разделяющих свод на четыре блока: Талаканский, Таранский, Алинский и Чаяндинский.

Чаяндинское месторождение приурочено к одноименному блоку и отделяется от примыкающего к нему Талаканского месторождения грабеном.

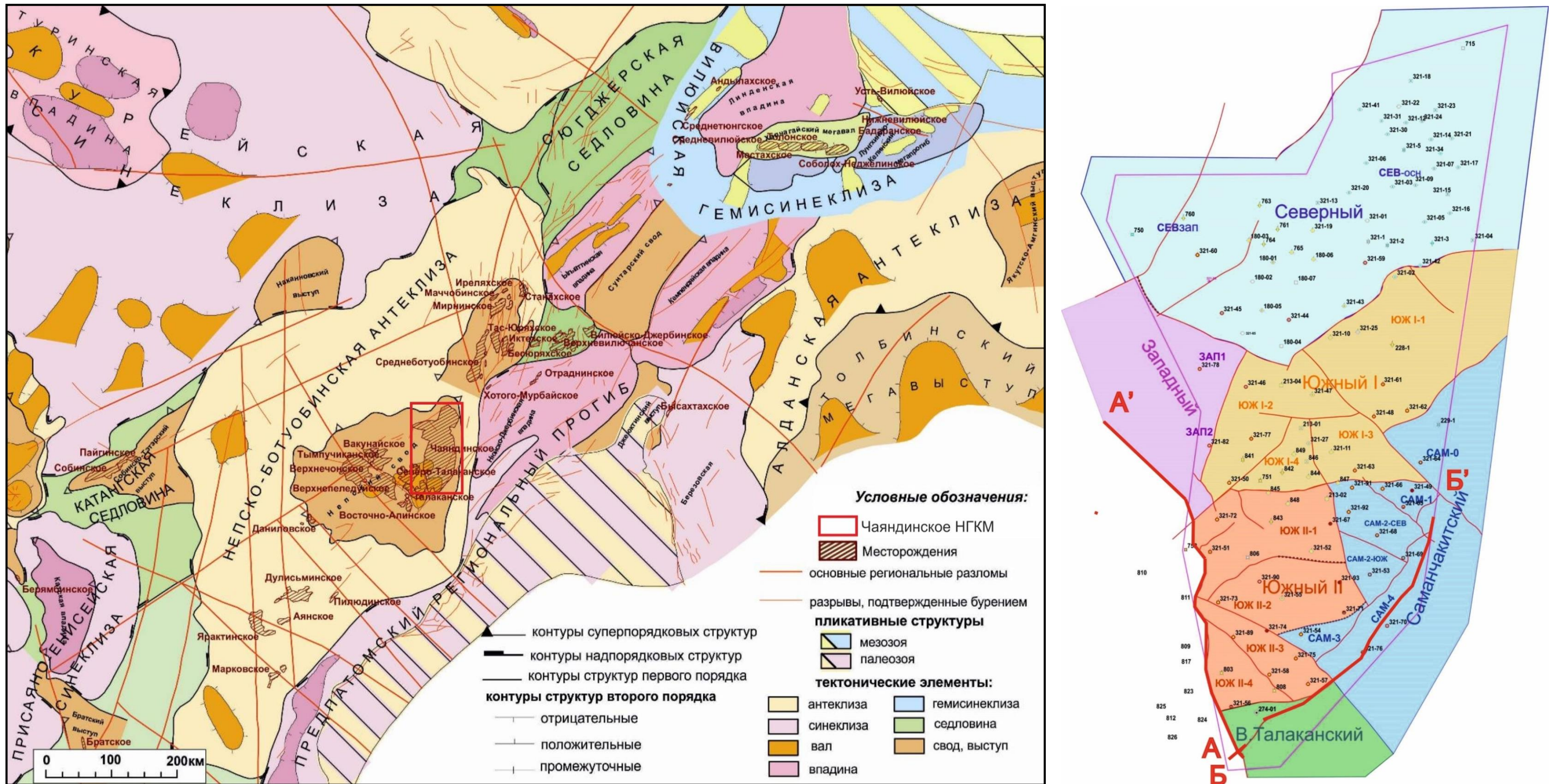


Рисунок 2 - Структурно-тектоническая карта северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода и принципиальная структурно-тектоническая схема Чаяндинского НГКМ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Чаяндинское НГКМ относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Ботуобинскому нефтегазоносному району.

К промышленно продуктивным отнесены пласты трех горизонтов, которые частично перекрываются по разрезу. Основные ботуобинский и хамакинский продуктивные горизонты имеют более высокие коллекторские свойства. Залежь талахского горизонта локально распространена в центральной части месторождения и характеризуется ухудшенными ФЕС.

В пределах месторождения выделяются пять крупных тектонических блоков: Северный, Южный I, Южный II, Саманчакитский и Восточно-Талаканский. В пределах ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов выявлено 43 залежи. Залежи относятся к ловушкам неантиклинального типа, осложненным тектоническими и литологическими экранами.

Залежь ботуобинского горизонта разделена серией тектонических нарушений на три крупных блока - Северный, Южный I и Южный II. В этих блоках выделено 10 самостоятельных залежей.

Подробное описание залежей приведено в Томе 5.7.1.

Физико-химические свойства пластовых флюидов

Для получения исходных параметров, необходимых при подсчете газа, конденсата и других компонентов газа, а также проектирования разработки, на месторождении был проведен комплекс промыслово-лабораторных исследований углеводородных газоконденсатных систем продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения. Комплекс работ включал промысловые исследования, проводимые с целью определения дебита газа сепарации, количества нестабильного дегазированного конденсата в отсепарированном газе, и лабораторные определения потенциального содержания $C_{5+в}$, состава пластового газа, физико-химических свойств, газа и конденсата.

Расчеты состава пластового газа и определения потенциального содержания $C_{5+в}$ выполнены в соответствии с «Методическим руководством по подсчету геологических и извлекаемых запасов конденсата...», «Методическим руководством о порядке разработки, содержания и оформления материалов по обоснованию потенциального содержания конденсата в пластовом газе и коэффициента извлечения из недр».

Состав пластового газа и конденсата ботубинского горизонта

В состав ботубинского горизонта входит 10 залежей. Наибольшее количество газоконденсатных исследований проведено на Северном блоке. Блок Южный I-1 был охвачен 4 принятыми исследованиями. По одному исследованию было проведено на блоках Южный I-2, Южный I-3 и Южный I-4. Кондиционные газоконденсатные исследования с отбором проб пластового флюида по блокам Южный I-5 (р-н скв. № 321-77), Южный I-5 (р-н скв. № 321-50), а также группе блоков Южный II не проводились, поэтому состав и физико-химические свойства пластового газа и конденсата по данным блокам приняты по аналогии с блоком Южный I-4.

По составу пластовый газ ботубинского горизонта метановый, азотный, гелиеносный, низкоуглеродный.

По составу пластовый газ ботубинского горизонта метановый, азотный, гелиеносный, низкоуглеродный.

Средний состав пластового газа по Северному блоку ботубинского горизонта представлен (% мол.), преимущественно метаном – 84,77. Доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,64 и 2,15, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,52 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол.): азот - 7,45; гелий – 0,41; водород – 0,05 и углекислый газ – 0,016.

Конденсат Северного блока является легким (плотность - 659,3-712,4 кг/м³, молярная масса - 82-105 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава (температура конца кипения менее 250 °С).

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-1 представлен, преимущественно, метаном – 84, 45 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,65 и 2,29, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,61 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол.): азот - 7,52; гелий – 0,43; водород – 0,05 и углекислый газ – 0,006.

Конденсат блока Южный I-1 является легким (плотность - 675,0-678,2 кг/м³, молярная масса - 90,6-92,2 г/моль), малосернистым, беспарафинистым. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава (температура конца кипения менее 200 °С).

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-2 представлен, преимущественно, метаном – 84,21 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,67 и 2,27, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,55 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол.): азот - 7,80; гелий – 0,44; водород – 0,05 и углекислый газ – 0,008.

Конденсат блока Южный I-2 является легким (плотность - $683,5 \text{ кг/м}^3$, молярная масса - $95,2 \text{ г/моль}$), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава (температура конца кипения менее $250 \text{ }^\circ\text{C}$).

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-3 представлен, преимущественно, метаном – $81,10 \%$ мол. Молярная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет $4,47$ и $1,78$, соответственно. Содержание углеводородов $\text{C}_{5+\text{в}}$ - $0,38 \%$ мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол.): азот – $11,53$; гелий – $0,73$ и углекислый газ – $0,009$.

Конденсат блока Южный I-3 является легким (плотность - $680,2 \text{ кг/м}^3$, молярная масса - $92,4 \text{ г/моль}$), малосернистым, беспарафинистым. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава (температура конца кипения менее $200 \text{ }^\circ\text{C}$).

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-4 представлен, преимущественно, метаном – $84,18 \%$ мол. Молярная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет $4,67$ и $2,15$, соответственно. Содержание углеводородов $\text{C}_{5+\text{в}}$ - $0,51 \%$ мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол.): азот - $7,98$; гелий – $0,47$; водород – $0,05$ и углекислый газ – $0,004$.

Конденсат блока Южный I-4 является легким (плотность - $671,5\text{-}677,3 \text{ кг/м}^3$, молярная масса - $90,0\text{-}90,7 \text{ г/моль}$), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава (температура конца кипения менее $200 \text{ }^\circ\text{C}$).

Так как газоконденсатные исследования не проводились, состав и физико-химические свойства пластового газа и конденсата блоков Южный I-5, Южный II-1 и Южный II-2 приняты по аналогии с блоком Южный I-4.

Свойства и состав пластового газа по блокам ботубинского горизонта представлены в таблицах 46 и 47.

Таблица 46 – Средние значения физических свойств пластового газа для блоков ботубинского горизонта

Блок	Давление пластовое критическое, МПа	Температура пластовая критическая, К	Приведенное давление, МПа	Приведенная температура, К	Коэффициент сверхсжима- емости, доля ед.	Поправки	
						на отклонение от закона Бой- ля-Мариотта	на температуру
Северный	<u>13,20</u> 4,49	<u>282</u> 196,94	2,92	1,43	0,729	1,372	1,04
Южный I-1	<u>13,20</u> 4,48	<u>282</u> 197,34	2,94	1,43	0,726	1,378	1,04
Южный I-2	<u>13,10</u> 4,48	<u>282</u> 196,98	2,90	1,43	0,729	1,371	1,04
Южный I-3	<u>13,00</u> 4,43	<u>282</u> 192,46	2,96	1,47	0,750	1,333	1,04
Южный I-4	<u>13,10</u> 4,48	<u>282</u> 196,42	2,95	1,44	0,730	1,369	1,04
Южный I-5 (р-н скв. № 321-77)	<u>13,00</u> 4,48	<u>282</u> 196,42	2,95	1,44	0,730	1,369	1,04
Южный I-5 (р-н скв. № 321-50)	<u>13,00</u> 4,48	<u>282</u> 196,42	2,95	1,44	0,730	1,369	1,04
Южный II-1 (р-н скв. №№ 845 - 321-52)	<u>13,00</u> 4,48	<u>282</u> 196,42	2,93	1,44	0,731	1,368	1,04
Южный II-1 (р-н скв. № 321-51)	<u>13,00</u> 4,48	<u>282</u> 196,42	2,97	1,44	0,729	1,371	1,04
Южный II-2	<u>13,00</u> 4,48	<u>282</u> 196,42	2,93	1,44	0,731	1,368	1,04

Таблица 47 - Средний компонентный состав пластового газа для блоков ботубинского горизонта

Блок	Плотность абсолютная кг/м ³ , относительная	Содержание мольное, % / Потенциальное содержание углеводородов C ₅ +в в пластовом газе (г/м ³)									
		метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	Пентаны+ высшие	углекис- лого газа	азота	водоро- да	гелия
Северный	<u>0,768</u> 0,638	84,772	4,639	1,534	0,189	0,422	<u>0,517</u> 18,36	0,016	7,451	0,049	0,412
Южный I-1	<u>0,777</u> 0,646	84,451	4,651	1,610	0,207	0,469	<u>0,606</u> 21,66	0,006	7,522	0,045	0,433
Южный I-2	<u>0,777</u> 0,645	84,208	4,670	1,566	0,214	0,490	<u>0,551</u> 19,35	0,008	7,797	0,049	0,449
Южный I-3	<u>0,780</u> 0,650	81,100	4,468	1,296	0,159	0,328	<u>0,384</u> 14,51	0,009	11,530	-	0,725
Южный I-4	<u>0,775</u> 0,643	84,175	4,666	1,536	0,191	0,418	<u>0,509</u> 18,230	0,004	7,978	0,052	0,474
Южный I-5 (р-н скв. № 321-77)	<u>0,775</u> 0,643	84,175	4,666	1,536	0,191	0,418	<u>0,509</u> 18,230	0,004	7,978	0,052	0,474
Южный I-5 (р-н скв. № 321-50)	<u>0,775</u> 0,643	84,175	4,666	1,536	0,191	0,418	<u>0,509</u> 18,230	0,004	7,978	0,052	0,474
Южный II-1 (р-н скв. №№ 845-321-52)	<u>0,775</u> 0,643	84,175	4,666	1,536	0,191	0,418	<u>0,509</u> 18,230	0,004	7,978	0,052	0,474
Южный II-1 (р-н скв. № 321-51)	<u>0,775</u> 0,643	84,175	4,666	1,536	0,191	0,418	<u>0,509</u> 18,230	0,004	7,978	0,052	0,474
Южный II-2	<u>0,775</u> 0,643	84,175	4,666	1,536	0,191	0,418	<u>0,509</u> 18,230	0,004	7,978	0,052	0,474

Состав пластового газа и конденсата хамакинского горизонта

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-1-2 хамакинского горизонта представлен, преимущественно, метаном – 81,31 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,50 и 1,80, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,38 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 11,27; гелий – 0,71; водород – 0,03 и углекислый газ – 0,004.

Конденсат блока является легким (плотность - 681,8-685,7 кг/м³, молярная масса - 91,4-94,6 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-2 представлен, преимущественно, метаном – 80,73 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,54 и 1,93, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,38 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 11,72; гелий – 0,67; водород – 0,02 и углекислый газ – 0,005.

Конденсат блока является легким (плотность - 682,6-683,8 кг/м³, молярная масса - 91,6-95,4 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-3 представлен, преимущественно, метаном – 80,36 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,45 и 1,89 соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,39 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 12,11; гелий – 0,76; водород – 0,03 и углекислый газ – 0,004.

Конденсат блока является легким (плотность - 676,2-697,0 кг/м³, молярная масса - 86,4-100,5 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-4 представлен, преимущественно, метаном – 81,37 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,55 и 2,00, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,42 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 11,02; гелий – 0,61; водород – 0,03 и углекислый газ – 0,005.

Конденсат блока является легким (плотность - 676,0-688,7 кг/м³, молярная масса - 91,5-96,7 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-5 представлен, преимущественно, метаном – 85,08 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет

4,50 и 2,30 соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,49 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 7,15; гелий – 0,43; водород – 0,04 и углекислый газ – 0,01.

Конденсат представительными пробами не охарактеризован.

Средний состав пластового газа по блоку Южный П-1 и Южный П-2 представлен, преимущественно, метаном – 81,13 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,36 и 2,00 соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,47 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 11,40; гелий – 0,61; водород – 0,03 и углекислый газ – 0,005.

Конденсат блоков является легким (плотность - 676,6-685,0 кг/м³, молярная масса - 76,5-94,0 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный П-3 (р-н скв. № 321-75) представлен, преимущественно, метаном – 81,39 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,17 и 2,00, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,48 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 11,38; гелий – 0,53; водород – 0,05 и углекислый газ – 0,013.

Конденсат блока является легким (плотность - 682,3-689,6 кг/м³, молярная масса - 95,0-98,0 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный П-4 представлен, преимущественно, метаном – 80,68 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,34 и 2,11, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,50 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 11,74; гелий – 0,57; водород – 0,05 и углекислый газ – 0,008.

Конденсат блока является легким (плотность - 681,7 кг/м³, молярная масса - 79,7 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Саманчакитский 0 представлен, преимущественно, метаном – 76,99 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 3,94 и 1,49, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,35 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 16,06; гелий – 1,13; водород – 0,03 и углекислый газ – 0,023.

Конденсат блока является легким (плотность - 699,8 кг/м³, молярная масса - 101 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу

конденсат относится к метановому типу, по фракционному - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Саманчакитский 1 представлен, преимущественно, метаном – 80,34 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,43 и 1,82, соответственно. Содержание углеводородов C_{5+B} – 0,32 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 12,36; гелий – 0,72; водород – 0,02 и углекислый газ – 0,005.

Конденсат блока является легким (плотность - 701,1-732,9 кг/м³, молярная масса - 102-114 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Саманчакитский 2 север представлен, преимущественно, метаном – 78,62 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,29 и 1,63, соответственно. Содержание углеводородов C_{5+B} - 0,34 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 14,22; гелий – 0,88; водород – 0,03 и углекислый газ – 0,004.

Конденсаты блока являются легкими (плотность - 670,0-710,3 кг/м³, молярная масса - 90,8-105,0 г/моль), малосернистыми, с низким содержанием парафинов. По фракционному составу конденсаты относятся к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Саманчакитский 3 представлен, преимущественно, метаном – 80,22 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 4,26 и 2,05, соответственно. Содержание углеводородов C_{5+B} – 0,42 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 12,40; гелий – 0,60; водород – 0,05 и углекислый газ – 0,006.

Конденсат блока является легким (плотность - 693,4 кг/м³, молярная масса - 100 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Свойства и состав пластового газа для блоков хамакинского горизонта представлены в таблицах 48-49.

Таблица 48 - Средние значения физических свойств пластового газа для блоков хамакинского горизонта

Блок	Давление пластовое критическое, МПа	Температура пластовая критическая, К	Приведенное давление, МПа	Приведенная температура, К	Коэффициент сверхсжимае- мости, доля ед.	Поправки	
						на отклонение от закона Бойля- Мариотта	на температуру
Северный (р-н скв. №№ 760, 763)	<u>12,90</u> 4,49	<u>283</u> 196,68	2,89	1,44	0,735	1,361	1,04
Северный основной	<u>12,90</u> 4,49	<u>283</u> 196,68	2,89	1,44	0,735	1,361	1,04
Южный I-1	<u>12,60</u> 4,44	<u>282</u> 192,42	2,84	1,47	0,755	1,325	1,04
Южный I-1-1	<u>12,60</u> 4,43	<u>282</u> 192,65	2,84	1,46	0,753	1,328	1,04
Южный I-1-2	<u>12,60</u> 4,43	<u>282</u> 192,65	2,84	1,46	0,753	1,328	1,04
Южный I-2	<u>12,60</u> 4,43	<u>282</u> 192,75	2,85	1,46	0,753	1,329	1,04
Южный I-3	<u>12,60</u> 4,42	<u>282</u> 192,17	2,85	1,47	0,755	1,324	1,04
Южный I-4	<u>12,60</u> 4,44	<u>282</u> 193,56	2,84	1,46	0,749	1,335	1,04
Южный I-5	<u>12,60</u> 4,49-	<u>282</u> 197,14	2,81	1,43	0,732	1,365	1,04
Южный II-1	<u>12,50</u> 4,43	<u>284,1</u> 193,25	2,84	1,45	0,747	1,339	1,04
Южный II-2	<u>12,20</u> 4,43	<u>281</u> 193,25	2,78	1,45	0,750	1,334	1,04

Блок	Давление <u>пластовое</u> критическое, МПа	Температура <u>пластовая</u> критическая, К	Приведенное давление, МПа	Приведенная температура, К	Коэффициент сверхсжимаемости, доля ед.	Поправки	
						на отклонение от закона Бойля-Мариотта	на температуру
Юж.П-3 (р-н скв. № 321-74)	<u>12.60</u> 4,43	<u>281</u> 193,22	2,84	1,45	0,747	1,339	1,04
Юж.П-3 (р-н скв. № 321-75)	<u>12.60</u> 4,43	<u>281</u> 193,22	2,84	1,45	0,747	1,339	1,04
Южный П-4	<u>12.60</u> 4,43	<u>281</u> 193,38	2,85	1,45	0,746	1,340	1,04
Саманчакинский 0	<u>12.60</u> 4,36	<u>282</u> 187,48	2,92	1,50	0,777	1,288	1,04
Саманчакинский 1	<u>12.60</u> 4,42	<u>282</u> 191,73	2,87	1,47	0,757	1,322	1,04
Саманчакинский 2 север	<u>12.70</u> 4,39	<u>281</u> 189,75	2,92	1,48	0,762	1,313	1,04
Саманчакинский 2 юг	<u>12.70</u> 4,39	<u>281</u> 189,75	2,92	1,48	0,762	1,313	1,04
Саманчакинский 3	<u>12.60</u> 4,42	<u>281</u> 192,44	2,87	1,46	0,750	1,334	1,04
Саманчакинский 4	<u>12.60</u> 4,42	<u>281</u> 192,44	2,87	1,46	0,750	1,334	1,04

Таблица 49 - Средний компонентный состав пластового газа для блоков хамакинского горизонта

Блок	Плотность абсолютная кг/м ³ , относительная	Содержание мольное, % / Потенциальное содержание углеводородов C _{5+в} в пластовом газе (г/м ³)									
		метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	Пентаны+ высшие	углекис- лого газа	азота	водорода	гелия
Северный (р-н скв. №№ 760, 763)	<u>0,775</u> 0,643	84,745	4,325	1,675	0,180	0,395	<u>0,460</u> 16,84	0,160	7,620	0,245	0,195
Северный основной	<u>0,775</u> 0,643	84,745	4,325	1,675	0,180	0,395	<u>0,460</u> 16,84	0,160	7,620	0,245	0,195
Южный I-1	<u>0,772</u> 0,641	82,263	4,430	1,244	0,132	0,280	<u>0,295</u> 10,55	0,006	10,564	0,022	0,764
Южный I-1-1	<u>0,778</u> 0,646	81,306	4,502	1,329	0,147	0,322	<u>0,380</u> 14,59	0,004	11,266	0,031	0,713
Южный I-1-2	<u>0,778</u> 0,646	81,306	4,502	1,329	0,147	0,322	<u>0,380</u> 14,59	0,004	11,266	0,031	0,713
Южный I-2	<u>0,778</u> 0,646	80,732	4,541	1,397	0,167	0,361	<u>0,382</u> 13,54	0,005	11,719	0,024	0,673
Южный I-3	<u>0,786</u> 0,652	80,360	4,454	1,384	0,163	0,338	<u>0,394</u> 14,05	0,004	12,113	0,029	0,760
Южный I-4	<u>0,784</u> 0,651	81,370	4,545	1,436	0,183	0,379	<u>0,420</u> 14,96	0,005	11,017	0,032	0,614
Южный I-5	<u>0,772</u> 0,641	85,08	4,50	1,61	0,21	0,48	<u>0,49</u> 17,2	0,01	7,15	0,04	0,43
Южный II-1	<u>0,786</u> 0,653	81,131	4,356	1,431	0,189	0,382	<u>0,469</u> 16,82	0,005	11,396	0,032	0,611
Южный II-2	<u>0,786</u> 0,653	81,131	4,356	1,431	0,189	0,382	<u>0,469</u> 16,82	0,005	11,396	0,032	0,611
Южный II-3 (р-н скв. № 321-74)	<u>0,786</u> 0,653	81,387	4,174	1,382	0,246	0,371	<u>0,475</u> 17,02	0,013	11,376	0,049	0,528

Блок	Плотность абсолютная кг/м ³ , относительная	Содержание мольное, % / Потенциальное содержание углеводородов C _{5+в} в пластовом газе (г/м ³)									
		метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	Пентаны+ высшие	углекис- лого газа	азота	водорода	гелия
Южный П-3 (р-н скв. № 321-75)	<u>0,786</u> 0,653	81,387	4,174	1,382	0,246	0,371	<u>0,475</u> 17,02	0,013	11,376	0,049	0,528
Южный П-4	<u>0,791</u> 0,656	80,682	4,339	1,450	0,260	0,400	<u>0,503</u> 17,98	0,008	11,735	0,052	0,573
Саманчакитский 0	<u>0,795</u> 0,660	76,985	3,939	1,101	0,135	0,250	<u>0,350</u> 12,58	0,023	16,061	0,027	1,131
Саманчакитский 1	<u>0,784</u> 0,651	80,335	4,429	1,323	0,165	0,329	<u>0,315</u> 11,06	0,005	12,358	0,023	0,718
Саманчакитский 2 север	<u>0,791</u> 0,656	78,623	4,285	1,198	0,146	0,282	<u>0,337</u> 12,77	0,004	14,223	0,027	0,877
Саманчакитский 2 юг	<u>0,791</u> 0,656	78,623	4,285	1,198	0,146	0,282	<u>0,337</u> 12,77	0,004	14,223	0,027	0,877
Саманчакитский 3	<u>0,791</u> 0,656	80,219	4,255	1,429	0,247	0,373	<u>0,420</u> 15,04	0,006	12,402	0,048	0,604
Саманчакитский 4	<u>0,791</u> 0,656	80,219	4,255	1,429	0,247	0,373	<u>0,420</u> 15,04	0,006	12,402	0,048	0,604

Состав пластового газа и конденсата талахского горизонта

В состав талахского горизонта входит 11 залежей.

Газоконденсатные исследования по блокам проводились неравномерно. Так, по блокам Южный I-2 было выделено 11 составов пластового газа, Южный I-3 - 12 - составов и Южный I-4 - 7 составов. По блокам Южный I-5 было выделено 4 состава пластового газа, а по блоку Южный II-1 - 2 состава. По остальным блокам кондиционные газоконденсатные исследования с отбором проб пластовых флюидов не проводились, поэтому составы пластового газа по ним приняты по аналогии с ближайшими блоками. Так, блоки Северный (основная залежь) и Северный (р-н скв. № 321-85) аналоги блока Южный I-2, блоки Южный I-1, Саманчакинский 2 север и Саманчакинский 2 юг – аналоги блока Южный I-3, блок Южный II-2 – аналог блока Южный II-1.

По составу пластовый газ талахского горизонта метановый, азотный, гелиеносный, низкоуглеродный.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-2 представлен, преимущественно, метаном – 81,72 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 5,90 и 2,40, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,45 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 8,97; гелий – 0,39; водород – 0,17 и углекислый газ – 0,003.

Конденсат блока является легким (плотность - 671,0-685,2 кг/м³, молярная масса - 86,0-91,9 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-3 представлен, преимущественно, метаном – 75,70 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 5,14 и 2,28, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,38 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 15,65; гелий – 0,74; водород – 0,11 и углекислый газ – 0,005.

Конденсат блока является легким (плотность - 676,1-699,5 кг/м³, молярная масса - 89,8-100,2 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-4 представлен, преимущественно, метаном – 78,37 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 5,50 и 2,38, соответственно. Содержание углеводородов $C_{5+в}$ - 0,40 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 12,59; гелий – 0,57; водород – 0,20 и углекислый газ – 0,003.

Конденсат блока является легким (плотность - 672,7-677,8 кг/м³, молярная масса - 89,3-92,4 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный I-5 - представлен, преимущественно, метаном – 80,36 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 5,56 и 2,45, соответственно. Содержание углеводородов C_{5+в} - 0,40 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 10,52; гелий – 0,45; водород – 0,22 и углекислый газ – 0,002.

Конденсат блока является легким (плотность - 672,5-684,4 кг/м³, молярная масса - 90,2-104,0 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному составу - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Средний состав пластового газа по блоку Южный II-1 представлен, преимущественно, метаном – 74,85 % мол., мольная доля этана и пропан-бутановой фракции составляет 5,02 и 2,32, соответственно. Содержание углеводородов C_{5+в} - 0,35 % мол. Из неуглеводородных компонентов в газе присутствуют (% мол): азот – 16,53; гелий – 0,78; водород – 0,15 и углекислый газ – 0,005.

Конденсат блока является легким (плотность - 675,2-686,2 кг/м³, молярная масса - 90,2-94,4 г/моль), малосернистым, с низким содержанием парафинов. По групповому составу конденсат относится к метановому типу, по фракционному - к конденсатам облегченного фракционного состава.

Свойства и состав пластового газа для блоков талахского горизонта представлены в таблицах 50 и 51.

Таблица 50 - Средние значения физических свойств пластового газа для блоков талахского горизонта

Блок	Давление <u>пластовое</u> критическое, МПа	Температура <u>пластовая</u> критическая, К	Приведенное давление, МПа	Приведенная температура К	Коэффициент сверхсжимаемости, доля ед.	Поправки	
						на отклонение от закона Бойля-Мариотта	на температуру
Северный основной	<u>11,70</u> 4,47	<u>284</u> 197,48	2,62	1,44	0,746	1,340	1,03
Сев. (р-н скв. № 321-85)	<u>11,70</u> 4,47	<u>284</u> 197,48	2,62	1,44	0,746	1,340	1,03
Южный I-1	<u>12,00</u> 4,37	<u>283</u> 191,30	2,70	1,48	0,769	1,300	1,04
Южный I-2	<u>11,90</u> 4,47	<u>283</u> 197,48	2,64	1,43	0,742	1,348	1,04
Южный I-3	<u>11,90</u> 4,37	<u>283</u> 191,30	2,70	1,48	0,769	1,300	1,04
Южный I-4	<u>11,90</u> 4,42	<u>283</u> 194,11	2,70	1,46	0,756	1,323	1,04
Южный I-5	<u>11,90</u> 4,44	<u>283</u> 195,97	2,66	1,44	0,749	1,336	1,04
Южный II-1	<u>11,80</u> 4,36	<u>283</u> 190,46	2,71	1,49	0,773	1,294	1,04
Южный II-2	<u>12,00</u> 4,36	<u>283</u> 190,46	2,73	1,49	0,772	1,296	1,04
Саманчакитский 2 север	<u>11,90</u> 4,37	<u>283</u> 191,30	2,77	1,48	0,766	1,305	1,04
Саманчакитский 2 юг	<u>11,90</u> 4,37	<u>283</u> 191,30	2,77	1,48	0,766	1,305	1,04

Таблица 51- Средний компонентный состав пластового газа для блоков талахского горизонта

Блок	Плотность абсолютная кг/м ³ , относительная	Содержание мольное, % / Потенциальное содержание углеводородов C _{5+в} в пластовом газе (г/м ³)									
		метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	Пентаны+ высшие	углекисло- го газа	азота	водорода	гелия
Сев. осн.	$\frac{0,781}{0,649}$	81,723	5,897	1,777	0,177	0,448	$\frac{0,450}{15,89}$	0,003	8,971	0,170	0,385
Сев. (р-н скв. № 321-85)	$\frac{0,781}{0,649}$	81,723	5,897	1,777	0,177	0,448	$\frac{0,450}{15,89}$	0,003	8,971	0,170	0,385
Южный I- 1	$\frac{0,811}{0,674}$	75,704	5,141	1,683	0,178	0,415	$\frac{0,379}{13,22}$	0,005	15,646	0,111	0,741
Южный I- 2	$\frac{0,781}{0,649}$	81,723	5,897	1,777	0,177	0,448	$\frac{0,450}{15,89}$	0,003	8,971	0,170	0,385
Южный I- 3	$\frac{0,811}{0,674}$	75,704	5,141	1,683	0,178	0,415	$\frac{0,379}{13,22}$	0,005	15,646	0,111	0,741
Южный I- 4	$\frac{0,800}{0,664}$	78,367	5,499	1,775	0,180	0,421	$\frac{0,400}{13,96}$	0,003	12,592	0,199	0,565
Южный I- 5	$\frac{0,794}{0,659}$	80,359	5,556	1,796	0,191	0,462	$\frac{0,445}{15,65}$	0,002	10,521	0,215	0,453
Южный II-1	$\frac{0,814}{0,676}$	74,852	5,019	1,730	0,177	0,417	$\frac{0,348}{11,93}$	0,005	16,525	0,151	0,778
Южный II-2	$\frac{0,814}{0,676}$	74,852	5,019	1,730	0,177	0,417	$\frac{0,348}{11,93}$	0,005	16,525	0,151	0,778
Сам. 2 север	$\frac{0,811}{0,674}$	75,704	5,141	1,683	0,178	0,415	$\frac{0,379}{13,22}$	0,005	15,646	0,111	0,741
Сам. 2 юг	$\frac{0,811}{0,674}$	75,704	5,141	1,683	0,178	0,415	$\frac{0,379}{13,22}$	0,005	15,646	0,111	0,741

2.1.6 Запасы углеводородов

На Государственном балансе полезных ископаемых РФ числятся извлекаемые запасы УВ Чаяндинского НГКМ, подсчитанные в соответствии с утвержденными величинами КИН, КИГ, КИК (протокол ЦКР Роснедра по УВС от 06.06.2019 № 7543).

В таблицах 3.11-3.13 представлены сведения о запасах газа газовых шапок, свободного газа и конденсата, числящихся на государственном балансе на 01.01.2021.

В 2021 году специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнен «Оперативный подсчет запасов» с целью уточнение геологического строения и пересчета запасов нефти, газа, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов. В нем использованы материалы переобработки сейсмических данных 3D сезонов 2009-2014 гг., обработка сейсмических данных сезона 2014-2015 гг. с увязкой переобработанных и обработанных данных на уровне сейсмограмм. В процессе интерпретации совместно с сейсмическими данными МОГТ-2D и МОГТ-3D использовались результаты ВСП, материалы ГИС и ГДИ целевых горизонтов и лабораторных исследований керна.

По результатам выполненных геологоразведочных работ построены новые геологические модели ботубинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов. Вновь полученные данные позволили скорректировать и детализировать геологическое строение залежей УВ на месторождении, уточнить запасы УВ на базе новой геологической модели.

По продуктивным горизонтам для каждой из обоснованных категорий были подсчитаны начальные и остаточные геологические и извлекаемые запасы нефти и горючих газов по состоянию изученности на 01.01.2021.

Изменение начальных геологических запасов произошло за счет уточнения фильтрационно-емкостных свойств по результатам уточнения тектонического строения территории (в т ч изменения количества блоков), а также за счет изменения методики комплексной интерпретации данных ГИС и расчета средневзвешенных значений коэффициента проницаемости, утвержденной протоколом ФБУ «ГКЗ» от 30.04.2021 № 4.

Таблица 52 - Сведения о запасах свободного газа на Государственном балансе на 01.01.2021

Горизонт	Начальные геологические запасы, млн м ³				Коэффициент извлечения газа, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, млн м ³				Накопленная добыча на 01.01.2021, млн м ³	Остаточные извлекаемые запасы, млн м ³			
	А	В ₁	А + В ₁	В ₂	А	В ₁	В ₂	А	В ₁	А + В ₁	В ₂		А	В ₁	А + В ₁	В ₂
ПАО «Газпром» Лицензия ЯКУ 15949 НЭ 16.12.2015																
Ботуобинский	-	49371	49371	14855	-	0,892	0,82	-	44051	44051	12662	20	-	44031	44031	12662
Хамакинский	-	252288	252288	150277	-	0,903	0,846	-	227738	227738	127108	214	-	227524	227524	127108
Талахский	-	272138	272138	169380	-	0,917	0,765	-	249448	249448	129660	353	-	249095	249159	129660
Месторождение в целом																
Всего по место- рождению, в т.ч.	-	573797	573797	334512	-	0,908	0,805	-	521237	521237	269430	587	-	520650	520650	269430
Распределенный фонд	-	573797	573797	334512	-	0,908	0,805	-	521237	521237	269430	587	-	520650	520650	269430

Таблица 53 - Сведения о запасах газа газовых шапок на Государственном балансе на 01.01.2021

Горизонт	Начальные геологические запасы, тыс. т				Коэффициент извлечения нефти, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, тыс. т				Накопленная добыча на 01.01.2021, млн м ³	Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т			
	А	В ₁	А + В ₁	В ₂	А	В ₁	В ₂	А	В ₁	А + В ₁	В ₂		А	В ₁	А + В ₁	В ₂
ПАО «Газпром» Лицензия ЯКУ 15949 НЭ 16.12.2015																
Ботубинский	-	343643	343643	15704	-	0,971	0,934	-	333708	333708	14667	5658	-	328050	328050	14667
Хамакинский	-	82545	82545	23560	-	0,952	0,963	-	78566	78566	22685	14	-	78552	78552	22685
Месторождение в целом																
Всего по месторождению, в т.ч.	-	426188	426188	39264	-	0,967	0,951	-	412274	412274	37352	5672	-	406602	406602	37352
Распределенный фонд	-	426188	426188	39264	-	0,967	0,951	-	412274	412274	37352	5672	-	406602	406602	37352

Таблица 54 - Сведения о запасах конденсата на Государственном балансе на 01.01.2021

Горизонт	Начальные геологические запасы, тыс. т				Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, тыс. т				Накопленная добыча на 01.01.2021, тыс. т	Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т			
	A	B ₁	A + B ₁	B ₂	A	B ₁	B ₂	A	B ₁	A + B ₁	B ₂		A	B ₁	A + B ₁	B ₂
ПАО «Газпром» Лицензия ЯКУ 15949 НЭ 16.12.2015																
Конденсат свободного газа																
Ботуобинский	-	808	808	243	-	-	-	-	671	671	192	-	-	671	671	192
Хамакинский	-	3628	3628	2170	-	-	-	-	3197	3197	1775	2	-	3195	3195	1775
Талахский	-	3727	3727	2318	-	-	-	-	3168	3168	1685	5	-	3163	3163	1685
Конденсат газа ГШ																
Ботуобинский	-	5937	5937	257	-	-	-	-	5185	5185	225	136	-	5049	5049	225
Хамакинский	-	1267	1267	378	-	-	-	-	1163	1163	349	-	-	1163	1163	349
Месторождение в целом																
Всего по месторождению, т.ч.	-	15367	15367	5366	-	0,871	0,788	-	13384	13384	4226	143	-	13241	13241	4226
Распределенный фонд	-	15367	15367	5366	-	0,871	0,788	-	13384	13384	4226	143	-	13241	13241	4226

2.1.7 Технологические показатели разработки

Краткая характеристика проектных решений

Чаяндинское НГКМ выделено как объект разведки в 1989 году в результате объединения, на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации, в единую антиклинальную ловушку ранее открытых месторождений и перспективных площадей (Озерное, Нижнехамакинское и Восточно-Талаканское). При проведении поисково-разведочных работ в пределах антиклинальной ловушки пробурена 71 скважина, промышленные притоки нефти и газа получены в 56 скважинах.

В 2000 году выполнен подсчет запасов углеводородов, по результатам которого месторождение по запасам вошло в разряд уникальных.

В 2010 году ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнило «Технологическую схему опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке ботубобинской залежи Чаяндинского НГКМ» (протокол заседания секции по разработке Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр от 23.04.2010 № 16-р/2010). Схемой предусмотрен комплекс опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке с целью определения оптимальной технологии ее промышленного освоения, обеспечивающей достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти (КИН). Кроме того, определены геолого-промысловые особенности газоконденсатных залежей, обоснованы принципиальные технические и технологические решения их освоения, проведены прогнозные расчеты возможных вариантов разработки газоконденсатных залежей и нефтяной оторочки.

В этом же году ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнило «Технологическую схему разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол заседания Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр от 20.08.2010 № 43-К/2010, протокол ЦКР Роснедр по УВС от 16.09.2010 № 140-Г/2010).

Утвержденный вариант предусматривает годовую добычу пластового газа (с учетом попутного нефтяного) в объеме 25 млрд м³/год.

В 2013 году на основании оперативных пересчетов запасов по всем продуктивным горизонтам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выпустило «Дополнение к технологической схеме разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения». Основными отличиями от «Технологической схемы разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения» 2010 года являются: проектирование разработки ведется на другие объемы и структуру запасов ($C_1+100\% C_2$, а не $C_1+50\% C_2$), изменение основных параметров рассматриваемых вариантов разработки газоконденсатных залежей, также изменение стратегии освоения нефтяной оторочки.

Рекомендуемый вариант (утвержден протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 17.10.2013 № 5679) предусматривает разработку газоконденсатной части месторождения на истощение с локальной закачкой газа, обогащённого гелием, в изолированный блок, фонд скважин 335, все скважины с горизонтальным окончанием.

Ввиду необходимости уточнения проектных решений предшествующих технических документов с учетом результатов завершённых геологоразведочных работ и выпол-

ненного пересчета запасов месторождения, в 2016 году ООО «Газпром ВНИИГАЗ» подготовило работу «Технологическая схема разработки Чаяндинского НГКМ». Отчет утвержден протоколом Комиссии газовой промышленности от 21.12.2016 № 101-р/2016 и протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 15.06.2017 № 6888.

С целью рационализации проектных решений и технико-экономической оптимизации освоения Чаяндинского месторождения выделено три эксплуатационных объекта:

- I ЭО – пласты ботуобинского горизонта;
- II ЭО – пласты хамакинского горизонта;
- III О – пласты талахского горизонта.

Утвержденный вариант разработки предусматривает годовую добычу «сухого» газа в объеме 25 млрд м³/год при фонде газоконденсатных скважин 335 ед.

2.1.8 Текущее состояние разработки

По данным филиала ООО «Газпром Инвест» «Ноябрьск» на 01.09.2021 действующий фонд скважин составляет 95 ед., в бездействии – 7 скв., в ожидании подключения – 107 скв. Фактические отборы газа с начала разработки составили 13688,025 млн м³, в т.ч. по залежам ботуобинского горизонта – 12947,6 млн м³, хамакинского горизонта – 381,5 млн м³, талахского горизонта – 388,9 млн м³. В 2021 г. добыча пластового газа составила 7382,9 млн м³, в т.ч. по ботуобинскому горизонту – 7197,3 млн м³, по хамакинскому – 152,4 млн м³, по талахскому – 33,2 млн м³. Пластовое давление в залежи составляет: ботуобинский горизонт – 126,99 кгс/см², хамакинский – 131,64 кгс/см², талахский – 121,65 кгс/см².

Основные актуализированные показатели разработки

Действующий проектный документ на разработку Чаяндинского НГКМ, «Дополнение к Технологической схеме разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения», разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗ», был утвержден протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 06.06.2019 № 7543.

В 2021-2022 г ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были выполнены «Дополнения к Технологической схеме разработки Чаяндинского НГКМ» с учетом утвержденного проекта «Обустройство Чаяндинского НГКМ» (протокол КПП ПАО «Газпром» от 05 февраля 2022 г № 89-р/2022). Данная работа на сегодняшний момент проходит защиту в ЦКР Роснедр.

Актуализированные показатели приведены в таблицах 56, 57. Ввод скважин по этапу 4 – в таблице 58, схема компоновки скважин в кусты – в таблице 59.

Таблица 56– Основные технологические показатели разработки по добыче газа и конденсата на месторождении

Годы и периоды	Добыча газа (всего), млн. м ³		Добыча газа (из газовых скважин), млн. м ³		Добыча стабильного конденсата всего, тыс. т		Закачка пермеата, млн. м ³		Фонд газовых добывающих скважин, скв		Фонд газовых нагнетательных скважин, скв		Средний дебит газа газовых скважин, тыс. м ³ /сут	Среднее давление по действующему фонду газовых скважин, МПа			Добыча газа нефтяными скважинами (всего)		Добыча свободного "прорывного" газа нефтяными скважинами		Добыча конденсата ("прорывного" газа) нефтяными скважинами		Добыча растворенного газа нефтяными скважинами	
	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.	ввод	действующий	ввод	действующий		пластовое	забойное	устьевое	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³	годовая тыс.тонн	накопл тыс.тонн	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³
1.1.2023	1596	37260	1454	36014	24.4	615.3	23.8	398.0		164		6	325	11.84	11.55	9.08	164	2100.6	146	1765	0.2	3.2	18	336.08
1.1.2024	1998	60810	1847	57417	29.7	967.3	28.8	732.1		215		7	313	11.35	11.03	8.61	170.0	4079.4	151.8	3519	0.20	5.41	18	560.85
1.1.2025	2147	86105	1973	80787	31.1	1339.8	31.7	1104.0		250		7	285	11.04	10.70	8.38	193.1	6098.8	172.6	5317	0.27	8.06	20	782.04
1.1.2026	25075	111179	22899	103686	360.6	1700.4	378	1481.8		283		7	254	10.73	10.45	8.28	2445.2	8544.0	2176	7493.7	3.99	12.05	269	1051.0
1.1.2027	25177	136357	22940	126626	356.9	2057.3	374	1855.9		275		7	257	10.39	10.12	7.99	2502.4	11046.4	2237	9731.0	3.77	15.82	265	1316.1
1.1.2028	25156	161513	23043	149669	354.9	2412.2	368	2223.9		276		7	260	10.04	9.75	7.65	2368.5	13415.0	2113	11844.3	4.35	20.17	255	1571.3
1.1.2029	25434	186947	23305	172973	354.9	2767.1	366	2590.3		276		7	260	9.71	9.42	7.37	2406.7	15821.7	2129	13973.4	4.85	25.02	278	1849.0
1.1.2030	25370	212317	23172	196145	349.7	3116.8	361	2951.0		282		7	247	9.42	9.11	7.14	2511.5	18333.1	2199	16172.1	5.10	30.13	313	2161.8
1.1.2031	25354	237672	23233	219378	346.8	3463.6	360	3311.3		282		7	254	9.09	8.76	6.79	2472.8	20806.0	2121	18293.4	4.45	34.58	352	2513.3
1.1.2032	24950	262622	22754	242133	336.5	3800.1	377	3688.8		282		7	248	8.78	8.46	6.54	2609.9	23415.9	2196	20488.9	3.91	38.48	414	2927.6
1.1.2033	24920	287541	22997	265130	336.5	4136.6				282			248	8.47	7.97	6.05	2433.0	25848.9	1923	22411.5	3.35	41.83	510	3438.1
1.1.2034	24784	312325	22851	287980	338.2	4474.9				283			247	8.16	7.64	5.75	2497.1	28345.9	1933	24344.8	11.70	53.53	564	4001.8
1.1.2035	24764	337089	22923	310903	341.5	4816.4				317			225	8.11	7.57	5.78	2442.5	30788.4	1841	26185.7	19.25	72.78	602	4603.3
1.1.2036	24657	361746	22937	333840	333.7	5150.1				337			208	7.93	7.37	5.65	2407.9	33196.3	1720	27905.8	15.89	88.67	688	5291.1
1.1.2037	24657	386403	22795	356635	331.0	5481.2				334			214	7.64	7.06	5.36	2682.6	35878.9	1862	29767.8	17.21	105.88	821	6111.8
1.1.2038	24695	411098	22845	379480	322.5	5803.6				333			208	7.36	6.76	5.10	2790.6	38669.5	1850	31617.8	7.78	113.66	941	7052.4
1.1.2039	24407	435504	22491	401971	314.4	6118.0				332			205	7.07	6.47	4.82	2916.4	41585.9	1915	33533.1	6.06	119.72	1001	8053.5
1.1.2040	24459	459964	22352	424323	308.9	6426.9				332			206	6.80	6.17	4.53	3137.0	44722.9	2107	35640.5	3.45	123.16	1030	9083.1
1.1.2041	24586	484550	22496	446819	308.5	6735.4				331			207	6.52	5.86	4.23	3044.8	47767.7	2091	37731.0	1.92	125.09	954	10037.4
1.1.2042	24567	509117	22450	469269	306.8	7042.2				330			210	6.23	5.55	3.90	2975.6	50743.3	2117	39847.8	1.87	126.96	859	10896.2
1.1.2043	24802	533919	23012	492281	313.5	7355.7				330			215	5.93	5.21	3.54	2414.5	53157.8	1790	41637.6	1.88	128.84	625	11520.9
1.1.2044	24938	558857	23474	515755	319.3	7675.0				330			219	5.64	4.87	3.14	1940.3	55098.0	1464	43101.5	1.78	130.62	476	11997.2
1.1.2045	24521	583378	23424	539179	317.7	7992.8				330			217	5.34	4.55	2.77	1459.3	56557.4	1098	44199.2	1.63	132.25	362	12358.8
1.1.2046	22859	606237	22126	561305	299.3	8292.0				330			205	5.08	4.30	2.61	985.1	57542.5	732	44931.4	1.37	133.61	253	12611.8
1.1.2047	21470	627707	20956	582261	283.0	8575.0				330			194	4.86	4.08	2.46	715.4	58257.9	514	45445.8	1.31	134.92	201	12812.8
1.1.2048	20243	647950	19852	602113	267.7	8842.6				329			184	4.64	3.88	2.32	562.0	58819.9	391	45836.5	1.29	136.21	171	12984.1
1.1.2049	19189	667139	18857	620970	254.0	9096.6				327			175	4.46	3.69	2.20	481.9	59301.7	332	46169.0	1.23	137.44	149	13133.4
1.1.2050	18093	685232	17838	638809	240.0	9336.6				326			167	4.27	3.52	2.09	382.2	59684.0	255	46423.7	1.11	138.55	127	13260.9
1.1.2051	17108	702340	16948	655757	227.7	9564.3				325			158	4.10	3.35	1.98	268.9	59952.9	160	46583.3	0.96	139.51	109	13370.2
1.1.2052	16241	718581	16108	671865	216.2	9780.6				325			150	3.93	3.19	1.88	232.2	60185.1	133	46716.0	0.90	140.41	99	13469.7
1.1.2053	15476	734057	15361	687226	206.0	9986.6				325			143	3.78	3.05	1.79	206.0	60391.1	115	46831.4	0.84	141.24	91	13560.4
1.1.2054	14652	748709	14555	701780	195.0	10181.6				325			136	3.63	2.91	1.70	181.4	60572.5	97	46928.5	0.74	141.98	84	13644.7
1.1.2055	13871	762580	13789	715570	184.6	10366.2				324			130	3.52	2.80	1.64	161.5	60733.9	82	47010.0	0.66	142.64	80	13724.6

Таблица 57 – Основные технологические показатели разработки по добыче газа и конденсата на УППГ-4

Годы и периоды	Добыча газа (всего), млн. м ³		Добыча газа (из газовых скважин), млн. м ³		Добыча стабильного конденсата всего, тыс. т		Фонд газовых добывающих скважин, скв		Средний дебит газа газовых скважин, тыс. м ³ /сут	Среднее давление по действующему фонду газовых скважин, МПа			Добыча газа нефтяными скважинами (всего)		Добыча свободного "прорывного" газа нефтяными скважинами		Добыча конденсата ("прорывного" газа) нефтяными скважинами		Добыча растворенного газа нефтяными скважинами	
	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.	ввод	действующий		платовое	забойное	устьевое	годовая ³	накопл ³	годовая ³	накопл ³	годовая тыс.тонн	накопл тыс.тонн	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³
1.2.2022	1211	19077	1152	18133	20.2	331.0		97	437	12.38	12.06	9.16	72	705	55	548	0.1	1.6	17	157
1.3.2022	1096	20173	1033	19166	18.1	349.1		96	432	12.34	12.02	9.14	76	781	59	607	0.1	1.8	17	173
1.4.2022	1215	21388	1136	20303	19.9	369.0		96	429	12.29	11.98	9.11	94	874	76	683	0.1	1.9	18	191
1.5.2022	1181	22569	1094	21396	19.1	388.1		96	426	12.25	11.94	9.08	103	977	87	771	0.1	2.0	16	206
1.6.2022	1221	23790	1122	22519	19.6	407.6		96	424	12.21	11.90	9.05	116	1094	99	871	0.1	2.1	17	223
1.7.2022	1186	24976	1081	23600	18.8	426.5		96	423	12.16	11.85	9.02	123	1217	105	977	0.1	2.3	18	240
1.8.2022	1222	26199	1112	24712	19.3	445.8		96	421	12.12	11.81	8.99	128	1345	110	1088	0.1	2.4	19	257
1.9.2022	1229	27427	1108	25820	19.2	465.0		96	420	12.08	11.77	8.96	141	1486	122	1210	0.2	2.6	19	276
1.10.2022	1189	28616	1066	26886	18.5	483.5		96	417	12.04	11.73	8.93	142	1628	124	1335	0.2	2.7	18	293
1.11.2022	1232	29848	1096	27982	19.0	502.6		96	415	11.99	11.69	8.90	157	1785	138	1473	0.2	2.9	19	311
1.12.2022	1190	31038	1059	29041	18.4	520.9		96	414	11.95	11.65	8.87	152	1937	134	1608	0.2	3.0	18	328
1.1.2023	1231	32269	1089	30130	18.9	539.9		96	413	11.91	11.60	8.84	164	2100	146	1755	0.2	3.2	18	346
1.2.2023	1294	33563	1158	31288	20.1	560.0	17	114	373	11.99	11.74	9.04	154	2255	135	1890	0.2	3.4	20	365
1.3.2023	1169	34732	1041	32329	18.1	578.0		112	372	11.94	11.70	9.01	145	2400	127	2017	0.2	3.5	18	383
1.4.2023	1294	36026	1152	33481	20.0	598.0		112	372	11.90	11.65	8.97	161	2561	141	2159	0.2	3.7	19	402
1.5.2023	1254	37280	1112	34593	19.3	617.3		112	371	11.85	11.61	8.93	160	2721	142	2301	0.2	3.9	19	421
1.6.2023	1296	38577	1150	35743	19.9	637.3		112	371	11.81	11.56	8.90	166	2887	147	2448	0.2	4.1	19	440
1.7.2023	1256	39832	1109	36852	19.2	656.5		112	370	11.77	11.52	8.87	165	3052	147	2595	0.2	4.2	19	458
1.8.2023	1298	41130	1148	38000	19.9	676.4		112	370	11.72	11.48	8.83	169	3221	150	2745	0.2	4.4	19	476
1.9.2023	1299	42430	1145	39145	19.9	696.3		112	369	11.68	11.44	8.79	173	3395	155	2900	0.2	4.6	19	495
1.10.2023	1257	43687	1108	40253	19.2	715.5		112	369	11.64	11.40	8.76	167	3562	149	3049	0.2	4.8	18	513
1.11.2023	1303	44990	1144	41398	19.8	735.3		112	369	11.60	11.35	8.72	178	3740	159	3209	0.2	5.0	19	532
1.12.2023	1257	46247	1107	42505	19.2	754.5		112	369	11.56	11.31	8.69	169	3909	151	3360	0.2	5.2	18	549
1.1.2024	1298	47545	1147	43652	19.8	774.3		112	370	11.52	11.27	8.65	170	4079	152	3512	0.2	5.4	18	567
1.2.2024	1236	48782	1099	44752	18.9	793.2		114	352	11.48	11.25	8.68	156	4235	138	3650	0.2	5.6	18	585
1.3.2024	1157	49939	1027	45779	17.7	810.9		112	352	11.45	11.21	8.65	148	4383	131	3782	0.2	5.8	16	601
1.4.2024	1250	51189	1109	46888	19.1	829.9		112	356	11.41	11.17	8.60	160	4543	143	3925	0.2	6.0	18	619
1.5.2024	1207	52396	1069	47957	18.4	848.3		112	352	11.37	11.14	8.58	157	4700	140	4064	0.2	6.2	17	636
1.6.2024	1240	53635	1095	49052	18.8	867.1		112	352	11.33	11.10	8.55	164	4864	146	4211	0.2	6.4	18	653
1.7.2024	1200	54835	1058	50110	18.1	885.2		112	351	11.30	11.06	8.52	161	5025	144	4354	0.2	6.6	17	670
1.8.2024	1242	56077	1090	51200	18.7	903.9		112	349	11.26	11.02	8.50	169	5193	151	4505	0.2	6.8	18	688
1.9.2024	1242	57319	1090	52290	18.7	922.6		112	350	11.22	10.98	8.46	171	5364	153	4658	0.2	7.1	18	706
1.10.2024	1202	58521	1051	53341	18.0	940.6		112	348	11.18	10.95	8.44	168	5532	150	4808	0.2	7.3	18	724
1.11.2024	1240	59761	1082	54423	18.5	959.1		112	347	11.15	10.91	8.41	176	5708	157	4965	0.2	7.5	18	742
1.12.2024	1200	60962	1045	55468	17.9	977.0		112	346	11.11	10.87	8.38	172	5880	154	5120	0.2	7.8	18	760
1.1.2025	1240	62202	1077	56545	18.4	995.4		112	345	11.07	10.84	8.35	181	6061	162	5282	0.3	8.0	19	779
1.1.2026	12321	74523	10292	66836	178.0	1173		114	279	10.71	10.52	8.24	2176	8232	1949	7228	3.3	11.3	227	1004
1.1.2027	12462	86986	10424	77261	178.1	1352		112	287	10.33	10.12	7.89	2178	10407	1954	9180	3.6	14.9	223	1227
1.1.2028	12311	99296	10411	87672	176.3	1528		113	284	9.95	9.75	7.59	2037	12442	1833	11012	3.7	18.6	204	1430
1.1.2029	12300	111597	10454	98125	175.3	1703		113	289	9.59	9.37	7.26	1991	14431	1794	12805	4.0	22.6	197	1626
1.1.2030	12304	123901	10396	108521	172.9	1876		113	275	9.23	9.02	7.00	2053	16482	1844	14648	4.2	26.8	208	1834
1.1.2031	12037	135938	10230	118751	168.5	2045		113	277	8.87	8.65	6.68	1975	18455	1746	16392	3.7	30.5	229	2063

Годы и периоды	Добыча газа (всего), млн. м ³		Добыча газа (из газовых скважин), млн. м ³		Добыча стабильного конденсата всего, тыс. т		Фонд газовых добывающих скважин, скв		Средний дебит газа газовых скважин, тыс. м ³ /сут	Среднее давление по действующему фонду газовых скважин, МПа			Добыча газа нефтяными скважинами (всего)		Добыча свободного "прорывного" газа нефтяными скважинами		Добыча конденсата ("прорывного" газа) нефтяными скважинами		Добыча растворенного газа нефтяными скважинами	
	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.	ввод	действующий		плас-товое	забойное	устье-вое	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³	годовая тыс.тонн	накопл тыс.тонн	годовая млн. м ³	накопл млн. м ³
1.1.2032	11808	147746	9964	128715	162.9	2207		113	271	8.51	8.29	6.39	2050	20504	1757	18148	3.7	34.2	293	2356
1.1.2033	11822	159568	10030	138745	162.0	2370		113	268	8.16	7.93	6.09	2044	22547	1639	19786	3.3	37.5	404	2761
1.1.2034	11743	171311	9887	148632	157.6	2527		114	262	7.80	7.57	5.80	2130	24677	1662	21446	3.2	40.7	469	3231
1.1.2035	10281	181592	8543	157174	134.6	2662		114	231	7.51	7.30	5.65	1991	26668	1494	22939	2.7	43.4	497	3729
1.1.2036	9073	190666	7456	164631	118.2	2780		115	198	7.29	7.08	5.54	1883	28551	1358	24295	2.3	45.8	526	4256
1.1.2037	9130	199796	7495	172125	118.1	2898		115	216	7.01	6.78	5.24	1929	30479	1355	25648	2.3	48.1	574	4831
1.1.2038	9261	209057	7662	179787	120.5	3019		115	203	6.72	6.50	5.03	1954	32432	1337	26983	2.1	50.2	617	5449
1.1.2039	9154	218211	7555	187342	117.9	3136		115	200	6.42	6.19	4.77	1976	34406	1335	28316	1.6	51.8	640	6090
1.1.2040	9195	227406	7529	194871	116.7	3253		115	199	6.14	5.90	4.52	2055	36459	1406	29720	1.2	53.1	649	6740
1.1.2041	9311	236717	7643	202514	117.5	3371		115	206	5.84	5.59	4.22	2036	38494	1389	31107	0.7	53.8	646	7386
1.1.2042	9538	246255	7831	210345	119.7	3490		115	210	5.53	5.26	3.92	2048	40541	1434	32541	0.7	54.5	614	8001
1.1.2043	9530	255785	8198	218544	124.7	3615		115	220	5.21	4.90	3.56	1575	42115	1166	33705	0.6	55.1	409	8410
1.1.2044	9546	265331	8536	227080	129.5	3745		115	233	4.87	4.53	3.16	1199	43314	916	34620	0.5	55.6	283	8693
1.1.2045	9184	274515	8554	235635	129.2	3874		115	226	4.56	4.20	2.86	772	44085	589	35209	0.3	55.8	183	8876
1.1.2046	8190	282705	7936	243571	119.6	3993		115	211	4.30	3.94	2.68	344	44428	254	35462	0.1	55.9	90	8966
1.1.2047	7524	290229	7453	251024	112.1	4105		115	198	4.06	3.71	2.52	134	44560	80	35541	0.0	55.9	53	9019
1.1.2048	7028	297258	7008	258032	105.3	4211		115	186	3.84	3.49	2.37	74	44634	34	35574	0.0	55.9	41	9060
1.1.2049	6618	303875	6611	264643	99.4	4310		115	175	3.63	3.29	2.22	53	44686	20	35593	0.0	55.9	34	9093
1.1.2050	6207	310082	6204	270848	93.2	4403		115	164	3.44	3.09	2.08	40	44725	12	35604	0.0	55.9	29	9122
1.1.2051	5829	315912	5831	276679	87.6	4491		115	154	3.25	2.91	1.95	31	44757	7	35609	0.0	55.9	26	9147
1.1.2052	5474	321386	5476	282155	82.3	4573		115	144	3.06	2.73	1.83	27	44784	5	35612	0.0	55.9	24	9171
1.1.2053	5158	326544	5161	287316	77.6	4651		115	135	2.89	2.56	1.71	22	44805	3	35614	0.0	55.9	20	9191
1.1.2054	4823	331367	4827	292143	72.6	4724		115	127	2.74	2.42	1.61	18	44823	2	35614	0.0	55.9	18	9209
1.1.2055	4474	335841	4478	296620	67.3	4791		115	118	2.59	2.28	1.53	15	44838	2	35613	0.0	55.9	16	9225

Таблица 58 - Ввод эксплуатационных газоконденсатных скважин по этапам 3.1, 3.2

Год	УППГ-4		
	№ куста	Кол-во скв.	№№ скважин
2024	71	3	2072
			2074
			3089
	106	3	2171
			2173
			2229
2025	82	3	2040
			2131
			2133
	89	4	2088
			2090
			2077
			3081
	91	3	2118
			2119
3079			

Таблица 59 - Схема компоновки эксплуатационных газоконденсатных скважин в кусты по этапу 4

Объект сбора	№ куста	№ скважины	Горизонт	Блок
УППГ-4	71	2072	хамакинский	Юж2-1
		2074	хамакинский	Юж2-1
		3089	талахский	Юж2-1
	82	2040	хамакинский	Сам-2-Сев
		2131	хамакинский	Сам-2-Сев
		2133	хамакинский	Сам-2-Сев
	89	2077	хамакинский	Юж2-2
		2088	хамакинский	Юж2-2
		2090	хамакинский	Юж2-1
		3081	талахский	Юж2-1
	91	2118	хамакинский	Юж2-2
		2119	хамакинский	Юж2-2
		3079	талахский	Юж2-2
	106	2171	хамакинский	Сам-3
		2173	хамакинский	Сам-3
		2229	хамакинский	Сам-3

3 Сведения об использовании земельных участков

3.1 Расчет размеров земельных участков, предоставляемых для размещения объектов

По существующей схеме административно-территориального деления Российской Федерации, проектируемые объекты расположены на территории Республики Саха (Якутия) Ленского района.

Проектируемые объекты размещаются на землях лесного фонда.

Площади земельных участков, необходимых под строительство объектов определялись на основании действующих нормативных документов с учетом технологических характеристик данных сооружений.

Размеры участков, отводимых под строительство площадочных объектов и ВЗиС, определены генпланом и ПОС, исходя из технологических характеристик данных сооружений с учетом действующих норм и правил проектирования:

Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.04 № 190-ФЗ;

Федерального закона от 29.12.04 № 191-ФЗ «О введении в действие Градостроительного кодекса Российской Федерации»;

СП 18.13330.2019 «Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий СНиП II-89-80*)» (с изменением N 1);

СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» (с изменением №1).

Размеры площадей земельных участков, отводимых для прокладки внеплощадочных коммуникаций, определены на основании норм и правил проектирования и норм отвода земель, исходя из условий минимального изъятия земельных участков и оптимальной ширины строительной полосы:

СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов;

СН 456-73. Нормы отвода земель для магистральных водоводов и канализационных коллекторов;

ВСН № 14278тм-т1. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0.38-750 кВ;

Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети, утв. постановлением Правительства РФ от 11.08.03 № 486;

Постановления Правительства РФ от 2 сентября 2009 г. №717 «О нормах отвода земель для размещения автомобильных дорог и (или) объектов дорожного сервиса».

Для двух и большего числа коммуникаций, проходящих в одном коридоре, на одной эстакаде, размеры отводимых площадей определены с учетом их взаимного расположения.

Площади земельных участков под строительство и эксплуатацию автомобильных дорог определены на основании:

- постановления Правительства РФ от 02.09.09 № 717 «О нормах отвода земель для размещения автомобильных дорог и (или) объектов дорожного сервиса» (в ред. от 11.03.11 № 153);
- Категория отводимых земель – земли лесного фонда.

Земельные участки долгосрочной аренды занимаемые сооружениями должны быть переведены из категории «земли лесного фонда» в категорию «земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения».

3.2 Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях лесного фонда

Земельный участок, требуемый для размещения проектируемых линейных сооружений объектов обустройства Чаяндинского НГКМ, Этап 4 находится в землепользовании Ленского лесничества ГКУ Республики САХА (Якутия).

Земельные участки, предоставленные для строительства объектов обустройства Чаяндинского НГКМ расположены вне границ особо охраняемых природных территорий (ООПТ) федерального, регионального и местного значений.

В соответствии с письмом Министерства по развитию институтов гражданского общества Республики Саха (Якутия), на рассматриваемом участке намечаемой деятельности *территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока отсутствуют.*

На территории МО «Ленский район» *земельные участки, предоставленные коренным малочисленным народам Севера, Сибири и Дальнего Востока, не зарегистрированы.*

По результатам проведённых натурных археологических исследований ООО «ИТЦ Специальных работ» совместно с Ленским отрядом археологической экспедиции ИГИи-ПМНС СО РАН на территории, испрашиваемой для строительства сооружений по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ» в пределах Ленского района Республики Саха (Якутия), памятники истории, культуры и объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия находятся на расстоянии более 1 км от проектируемых объектов.

При этом, выполненные археологические работы на Чаяндинском НГКМ, позволяют сделать следующий вывод: территория, испрашиваемая для строительства, не содержит памятников археологии, подлежащих охране. Раздел по обеспечению сохранности объектов культурного наследия согласован в установленном порядке с уполномоченными органами письмами Министерства культуры и духовного развития Республики Саха (Якутия) от 26.09.2013 № 09-3565, от 13.12.2011 № 02-3731 и Департамента Республики Саха (Якутия) по охране объектов культурного наследия от 10.06.2019 № 01-21/293.

Согласно письму Министерства культуры и духовного развития Республики Саха (Якутия) от 22.06.2016 № 04-2741 согласовано размещение и строительство проектируемых объектов Чаяндынского НГКМ.

Таким образом, для размещения проектируемых объектов ограничений, связанных с наличием ООПТ, особо охраняемых территорий и объектов историко-культурного наследия нет, следовательно, разработки специальных охранных мероприятий не требуется.

Выбор прохождения трасс линейных сооружений объектов обустройства Чаяндынского НГКМ обоснован материалами инженерных изысканий, особенностями рельефа, технологическими требованиями, строительными нормативами.

С точки зрения охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов оптимальность выбора трасс линейных сооружений подтверждена результатами топографического материала.

3.3 Сведения о путепроводах, эстакадах, пешеходных переходах и развязках для автомобильных дорог

Строительство путепроводов, эстакад, пешеходных переходов и развязок проектом не предусмотрено.

3.4 Сведения о необходимости проектирования постов дорожно-патрульной службы, пунктов весового контроля, постов учета движения, постов метеорологического наблюдения, остановок общественного транспорта и мест размещения объектов дорожного сервиса

С целью обеспечения безопасности движения и его организации рассматривается обустройство дорог техническими средствами организации дорожного движения:

- ограждениями первой группы (барьерные конструкции);
- 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.

Установка барьерных конструкций предназначена для предотвращения вынужденных съездов транспортных средств на опасных участках дороги. Расстояние от БЗП до стойки барьерного ограждения 0,50 м, от кромки ПЧ до лицевой поверхности балки ограждения 1,00 м, ширина барьерного ограждения 0,355 м.

Сигнальные столбики устанавливаются в пределах неукрепленной насыпи обочин на расстоянии 0,35 м от бровки земляного полотна.

4 Проектируемые объекты и этапы ввода

В рамках настоящего проекта предусматривается строительство объектов обустройства, вошедших в Этап 4. В соответствии с Изменением №9 к Заданию на проектирование «Обустройство Чаяндинского НГКМ» проектом предусматривается выделение этапов обустройства Чаяндинского НГКМ.

Состав объектов и этапы ввода приведены в таблице 60.

Таблица 60

№ п/п.	Объекты ЧНГКМ. Этап 4	Этап
	Объекты УППГ-4 с сопутствующей инфраструктурой, в составе:	4
	Куст газовых скважин №71. УППГ-4	4.1
	Коллектор газосборный от куста газовых скважин №71. УППГ-4	4.1
	Межплощадочная воздушная линия электропередачи 10 кВ к кусту газовых скважин №71. УППГ-4	4.1
	Куст газовых скважин №106. УППГ-4	4.2
	Коллектор газосборный от куста газовых скважин №106 УППГ-4	4.2
	Межплощадочная воздушная линия электропередачи 10 кВ к кусту газовых скважин №106. УППГ-4	4.2
	Куст газовых скважин №82. УППГ-4	4.3
	Коллектор газосборный от куста газовых скважин №82. УППГ-4	4.3
	Межплощадочная воздушная линия электропередачи 10 кВ к кусту газовых скважин №82. УППГ-4	4.3
	Куст газовых скважин №89. УППГ-4	4.4
	Коллектор газосборный от куста газовых скважин №89. УППГ-4	4.4
	Межплощадочная воздушная линия электропередачи 10 кВ к кусту газовых скважин №89. УППГ-4	4.4
	Куст газовых скважин №91. УППГ-4	4.5
	Коллектор газосборный от куста газовых скважин №91. УППГ-4	4.5
	Межплощадочная воздушная линия электропередачи 10 кВ к кусту газовых скважин №91 УППГ-4	4.5
	Крановый узел №90-91 на врезке ГК от пл. КГ №90 в ГК от пл. КГ №91. УППГ-4	4.5
	Крановый узел №91 на метанолопроводе к пл. Кг №91. УППГ-4	4.5
	Узел охранного крана на коллекторе газосборном от Кг №91. УППГ-4	4.5
	Подъездная автомобильная дорога к кусту газовых скважин №71. УППГ-4	4.6
	Подъездная автомобильная дорога к кусту газовых скважин №82. УППГ-4	4.6
	Подъездная автомобильная дорога к кусту газовых скважин №89. УППГ-4	4.6
	Подъездная автомобильная дорога к крановому узлу №90-91. УППГ-4	4.6
	Подъездная автомобильная дорога к кусту газовых скважин №91. УППГ-4	4.6
	Подъездная автомобильная дорога к кусту газовых скважин №106. УППГ-4	4.6
	Подъездная автомобильная дорога к крановому узлу №91 на метанолопроводе. УППГ-4	4.6
	Система ЭХЗ обсадных колонн эксплуатационных скважин, реализуемых в рамках Этапов 4.1 – 4.5	4.7

5 Технологические решения

5.1 Система сбора газа

На стадии «ОТР» проводилось технико-экономическое сравнение вариантов систем сбора газа Чайядинского НГКМ, где рассматривались варианты системы сбора газа: лучевая, коллекторно-лучевая и коллекторная.

По результатам технико-экономических сравнений, с точки зрения оптимального соотношения эксплуатационных затрат и капитальных вложений, выбрана коллекторно-лучевая схема сбора газа, согласованная Заказчиком. С технологической точки зрения, с учетом аварийности, ущербов, зон действия поражающих факторов аварии и индивидуального риска для обслуживающего персонала коллекторно-лучевая схема сбора газа характеризуется наиболее оптимальными показателями.

На УППГ-4 размещается площадка предварительной подготовки газа и конденсата.

При выборе схемы сбора газа учитывались следующие особенности Чайядинского НГКМ:

- неравномерное распределение скважин по кустам (от 2 до 6 скважин);
- наличие жидкости в продукции скважин (вода конденсационная и пластовая, конденсат углеводородный);
- пересеченный рельеф местности;
- возможность сезонного подтопления участков шлейфов;
- суровые климатические условия.

Ввод эксплуатационных газоконденсатных скважин в эксплуатацию по годам разработки – в таблице 58.

Схема компоновки эксплуатационных газоконденсатных скважин в кусты по горизонтам и тектоническим блокам представлена в таблице 59.

ГСС рассчитаны на максимальные статические давления в зависимости от начала года разработки горизонта по УППГ-, 4, УКПГ-3.

Для предотвращения гидратообразования на кустовые площадки подается метанол. Метанолопроводы диаметром 57мм прокладываются параллельно газосборным коллекторам также по коллекторной схеме. Объемы подачи метанола варьируют в широком диапазоне в зависимости сезонности.

В таблице 61 и на рисунке 3 представлена информация по шлейфам системы сбора газа, подключаемых к УППГ-4, а также номера кустов газовых скважин, подключаемых к каждому шлейфу.

Строительство объектов сбора газа выполняется в соответствии с этапностью, приведенной в таблице 60.

В соответствии с «Изменение № 9 к заданию на проектирование «Обустройство Чайядинского ГКМ» № 234-2011/050-0027П от 03.10.2011, утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним от 27.12.2021 №032-

2020/1000860/и8, в проектной документации Этапа 4 подключение дополнительных кустов газовых скважин к УППГ-4 в составе ГК от кустов №№71,106,82,89,91. Подключение газовых коллекторов от кустов №71,106,82, и 89 осуществляется в крановые узлы на врезках, предусмотренные в этапах 3.1, 3.2. Газовый коллектор от куста №91 предусмотрен до подключения к площадке УКПГ-4.

Суммарная длина трубопроводов одного расчетного давления и диаметра определена по сумме протяженностей трасс без учета удлинения по трубе на компенсационных участках, но с учетом длин подходов к технологическим площадкам.

Таблица 61 - Основные параметры трубопроводов Чайядинского НГКМ, УППГ-4 (Этап 4)

Наименование трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубопровода	Рабочее давление, МПа	Температура продукта max, °С	Температура продукта min, °С	Протяженность трубопроводов, м
Коллекторная схема сбора газа					
Газосборные коллекторы от кустов №71 – т.9	219x8	10.48	-1	-8	580
Газосборные коллекторы от кустов №82 – т.13	219x8	10.29	12	-5	4170
Газосборные коллекторы от кустов №89 – т.11	273x10	10.95	8	-8	5460
Газосборные коллекторы от кустов №91 – т.10	219x8	10.00	14	-5	7340
Газосборные коллекторы от кустов №106 – т.3	168x6	11.02	14	-7	5630
Газосборный коллектор от т.10 - УППГ-4	426x16	10	15	-7	14200
Метанолопровод от УППГ 4 до кустов газовых скважин	57 x 4	13.7	37	-53	37400

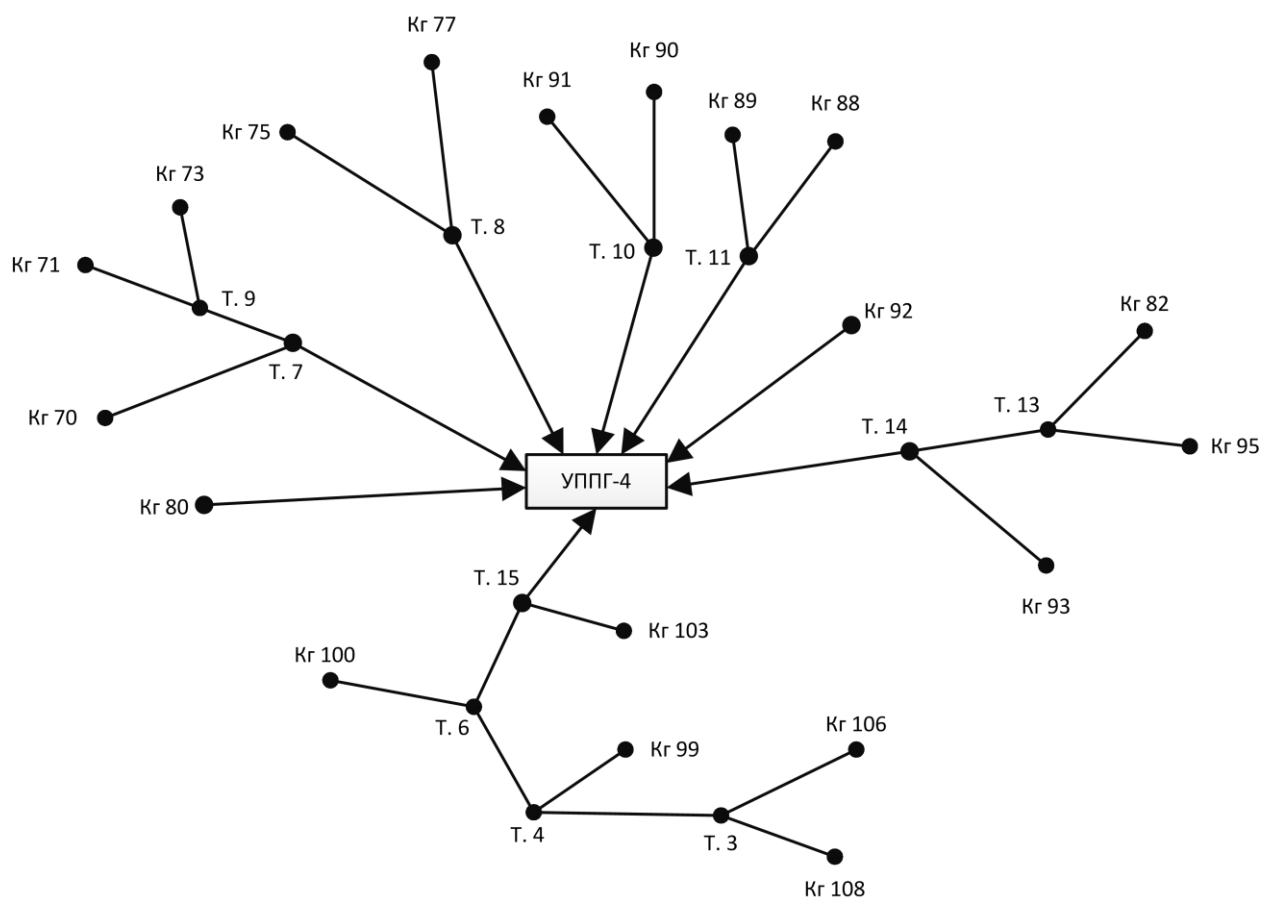


Рисунок 3

5.2 Кусты газовых скважин

Общее количество скважин по этапу 4, подключаемых к:

- УППГ-4, составляет 16 ед., которые сгруппированы в 5 кустов газовых скважин.

Проектом разработки предлагается одновременная эксплуатация двух продуктивных горизонтов: хамакинского и талахского.

В представленных в проекте технологических схемах обвязки кустов газовых скважин применяются модули обвязки скважин.

Арматура фонтанная с задвижками ручного и гидравлического управления. Поставщик оборудования определяется на конкурсной основе.

Боковые отводы елки трубной головки арматуры фонтанной оборудуются быстро-разъемными соединениями для присоединения к ним технологических линий насосных установок при выполнении технологических операций или глушения скважин.

Комплекс оборудования, применяемый в обвязке скважин, обеспечивает надёжность эксплуатации на протяжении всего периода разработки. Это достигается высоким уровнем автоматизации, контроля и высокой степенью защиты в аварийных ситуациях.

Для обеспечения этих условий в обвязке скважин применяется следующее оборудование:

- в конструкции арматуры фонтанной предусмотрены дистанционно-управляемые автоматические стволовая и боковая задвижки с гидроприводом;
- дистанционно-управляемая автоматическая трубопроводная арматура в узлах подключения скважин к ГСК (пункт 5.2.10 ТТ);
- дистанционно-управляемый шлейфовый кран с гидроприводом на газовом коллекторе куста (один кран на куст);
- механический клапан-отсекатель;
- устройство замера дебита скважины.

На площадке куста газовых скважин предусматривается горизонтальная горелка для продувки скважин и сжигания возможных сбросов газа - при исследовании, ремонте скважин, выводе на режим. Сжигание осуществляется в факельном амбаре.

Факельные амбары выполнены с уклоном от горелочного устройства. Горизонтальный факел включает блок горелочный, блок редуционный, блок управления факелом, блок розжига и контроля. Блок горелочный обеспечивает бездымное сжигание продувочных и сбросных газов с термическим обезвоживанием входящей в их состав жидкой фазы. Блок редуционный поддерживает постоянное давление топливного газа на входе в дежурную горелку. Блок управления факелом обеспечивает контроль наличия пламени на горелке дежурной и розжига дежурной горелки в трех режимах: ручном, автоматическом и в режиме внешнего управления. Блок розжига и контроля предназначен для генерации высокого напряжения, подаваемого на электрод розжига дежурной горелки и обработки сигнала и ионизационного зонда с последующей передачей этого сигнала на блок управления факелом.

Для проведения исследовательских работ на скважине предусматривается подключение передвижного комплекса для испытания и освоения скважин (ПКИОС).

В обвязке устья скважины применяются автоматические дистанционно-управляемые устройства для своевременного перекрытия потока газа.

Обвязка газовых скважин выполняется узлами полной заводской готовности.

Предусматриваются мероприятия по предотвращению гидратообразования в скважинах, системе сбора с обеспечением учета ингибитора гидратообразования и дистанционным регулированием подачи ингибитора гидратообразования. Устанавливаются автоматические системы подачи ингибитора (СПИ) для подачи метанола в забой каждой скважины и в трубопроводы выхода продукта со скважин, перед угловым дроссельным клапаном, с возможностью их дистанционного переключения.

Для подачи ингибитора гидратообразования в общий коллектор, проектом предусмотрены системы СПИ с широким диапазоном подачи ингибитора от 36 до 900 кг/ч.

Подача метанола производится в линию продувки скважины на горизонтальную горелку.

Для повышения надежности работы СПИ предусмотрена установка фильтра после входного крана, установленного на метанолопроводе.

Для электрического отделения обсадной колонны скважины в составе куста предусматриваются электроизолирующие вставки (муфты) для трубопроводов.

Для обеспечения продувок ГСС предусматривается врезка трубопровода с установкой запорной арматуры от общего коллектора в линию продувки скважины на горизонтальную горелку до арматурного узла. С целью исключения абразивного воздействия механических примесей на регулируемую арматуру в процессе продувки газосборных шлейфов, в составе арматурного узла в районе горизонтальной горелки проектируется запорная арматура с полным проходным сечением и регулирующим клапан, устойчивый к абразивному воздействию.

На 5-ти кустах газовых скважин (16 скважин) электроснабжение кустов осуществляется от ВЛЗ-10 кВ.

Управление гидроприводной арматурой осуществляется с помощью различных модулей, которые входят в состав станции управления фонтанной арматурой (СУФА).

СУФА предназначена для дистанционного, автоматического и ручного управления подземным клапаном-отсекателем, стволовой задвижкой, боковой задвижкой и шлейфовой задвижкой с гидроприводом одной, двух или трех скважин, а также краном, установленным на выходе продукта с куста.

Станция выполнена в виде шкафа, разделенного на блок управления и блок гидравлики.

В блок гидравлики входят:

- насосно-аккумуляторная установка с вынесенной лицевой панелью управления для создания и поддержания требуемого давления рабочей среды в контурах управления станции;
- распределительная и предохранительная гидравлическая арматура для управления запорными органами скважин.

Агрегаты насосно-аккумуляторного блока - насос, мультипликаторы, фильтры продублированы, что позволяет повысить надежность системы.

Для управления приводами задвижек в станции установлены гидравлические распределители с электромагнитным управлением и ручными дублерами. Последовательность срабатывания указанных клапанов и соответственно последовательность открытия/закрытия приводов ФА и ПКО обеспечивается программно-техническим комплексом. Временные задержки при закрытии ФА и ПКО также обеспечиваются программно-техническим комплексом САУ КГС.

Применяемая в станции рабочая жидкость позволяет не электрообогревать и не теплоизолировать внешние линии управления гидроприводной арматуры при температуре окружающей среды до минус 61°С.

С помощью блока управления выполняется местное управление системой СУФА. В состав блока управления входит панель оператора для визуального отражения состояния станции одной, двух или трех скважин:

Краткое описание типовых конструкций модулей обвязки скважин МОС:

- модуль МОС1.1 - предназначен для обвязки одной скважины. Не имеет собственного шкафа управления. Используется только совместно с МОС2-3.1. Подключается линиями управления (импульсными гидравлическими линиями) и кабелями к шкафу управления МОС2-3.1 и от него управляется и контролируется;

- модуль МОС1н – является зеркальной копией модуля МОС1. Модуль МОС1н предназначен для обвязки одной скважины. Не имеет собственного шкафа управления. Используется только совместно с МОС2-3. Подключается линиями управления (импульсными гидравлическими линиями) и кабелями к шкафу управления МОС2-3 и от него управляется и контролируется;

- модуль МОС1.2 - предназначен для обвязки одной скважины. Не имеет собственного шкафа управления. Используется только совместно с МОС2-3.3. Подключается линиями управления (импульсными гидравлическими линиями) и кабелями к шкафу управления МОС2-3.3 и от него управляется и контролируется;

- модуль МОС2-3 – предназначен для обвязки трёх скважин, состоит из арматурного блока обвязки двух скважин (аналог арматурного блока МОС2-2) и шкафа управления (для трёх скважин). Обвязка третьей скважины производится при помощи модуля МОС1, МОС1н, в поставку которых шкаф управления не входит;

- модуль МОС2-2.1 - предназначен для обвязки двух скважин, состоит из арматурного блока обвязки двух скважин и шкафа управления для двух скважин;

- модуль МОС2-3.1 - предназначен для обвязки трех скважин, состоит из арматурного блока обвязки двух скважин и шкафа управления для трех скважин. Обвязка третьей скважины производится при помощи модуля МОС1,1 в поставку которых шкаф управления не входит;

модуль МОС2-3.3 - предназначен для обвязки трех скважин, состоит из арматурного блока обвязки двух скважин и шкафа управления для трех скважин. Обвязка третьей

скважины производится при помощи модуля МОС1.2, в поставку которого шкаф управления не входит.

Описание технологических схем кустов газовых скважин, состоящих из 3-х и 4-х скважин одинаковое.

6 Генеральный план

Схемы генеральных планов разработаны с учетом:

- обзорной схемы сбора газа Чайдинского НГКМ;
- стороны подхода и подключения межплощадочных инженерных коммуникаций;
- рельефа местности;
- стороны подхода трасс автодорог.

Территория размещения проектируемых площадок выбиралась в наиболее возможной малопересеченной местности с благоприятными для строительства геологическими и гидрогеологическими условиями, с учетом размеров площадок, соответствующих размерам проектируемых сооружений и расположению Рельеф площадок выбирался как можно более спокойный.

Проектируемые площадки связаны сетью подъездных дорог и коридорами внеплощадочных коммуникаций.

В данном разделе в составе объектов обустройства Чайдинского месторождения – этап 4 рассмотрены:

- Кусты газовых скважин,
- Линейные объекты коллекторов газосборных от кустов газовых скважин.

Обоснование границ санитарно-защитных зон

В соответствии с приложением 1 к п.2.7 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 (действует в части не противоречащей Постановлению Правительства РФ от 3 марта 2018 г. № 222) для проектируемых газосборных коллекторов, относящихся к I классу, минимальные расстояния до населенных пунктов составляют:

- от общего газосборного коллектора диаметром 400 мм - 100 м;
- от общего газосборного коллектора диаметром 250 мм - 100 м;
- от общего газосборного коллектора диаметром 200 мм - 100 м;

Для кустов газоконденсатных скважин нормативная СЗЗ не предусмотрена.

В пределах СЗЗ проектируемых площадок селитебных территорий с постоянным проживанием людей нет.

6.1 Обоснование планировочной организации земельного участка

Основными критериями по размещению объектов технологического комплекса Чаяндинского месторождения на генеральном плане приняты:

- особенности технологической схемы функционирования и поэтапного строительства комплексов технологических и вспомогательных сооружений;
- утвержденный ситуационный план сбора газа, нефти, подхода дорог;
- природно-климатические и инженерно-геокриологические условия площадок строительства;
- направление господствующих ветров зимнего периода;
- применение блочных зданий и сооружений максимальной степени заводской готовности.

6.2 Генеральные планы площадок кустов газовых скважин

Размещение кустов скважин на площадках изысканных территорий выполнен с учетом:

- подхода к площадке трассы автомобильной дороги;
- стороны подхода газосборного шлейфа;
- преобладающего направления ветра по годовой розе ветров;
- характера и направления уклона рельефа местности, с целью обеспечения стока дождевых вод и минимизации затрат на отсыпку территории куста.

На площадке кустов газовых скважин выделено 2 зоны:

- Зона производственного назначения (технологические установки, скважины),
- Зона подсобно-вспомогательного назначения (сооружения энергообеспечения, антенная опора).

Все кусты газовых скважин расположены на насыпных основаниях.

Для всех кустовых площадок предусматриваются круглогодичные подъездные автодороги.

Скважины размещены на кустах скважин в один ряд. Расстояние между устьями скважинами на кусте приняты – 20 м (п. 6.1.21 СП 231.1311500.2015, П 2.2.2 СТУ на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов добычи и подготовки газа и газового конденсата Чаяндинского НГКМ).

Внутриплощадочные проезды запроектированы шириной 4.5 м (п.2.2.10 СТУ - на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов добычи и подготовки газа и газового конденсата Чаяндинского НГКМ) на расстоянии 30 м от скважины (не менее 10м - п. 6.1.31 СП 231.1311500.2015).

Геометрические размеры кустового основания обеспечивают размещение необходимого оборудования и сооружений для производства работ по строительству, эксплуатации и ремонту скважин.

Схема размещения газовых скважин в кусте аналогична для всех кустов месторождения. Отличие обусловлено количеством скважин в кусте и его месторасположения относительно коридоров промысловых коммуникаций.

При размещении сооружений на генеральном плане соблюден принцип зонирования. С одной стороны, вдоль ряда скважин запроектирована дорога, с противоположной стороны – технологическая эстакада. Ко всем скважинам предусмотрены подъезды.

В ряду проектируемых сооружений, расположенных на площадках кустов газовых скважин, на генплане дополнительно размещены:

- Факельный амбар (на расстоянии 100 метров от устья ближайшей скважины ФНИП -534 приложение №3);
- Площадка под ИСУ;
- Блочно-комплектное устройство электроснабжения,
- Антенная опора.

Расстояние от блочно-комплектного устройства электроснабжения до устья скважин принято -23м (не менее 12 метров ПУЭ табл.7.3.13 ,СП231.1311500.2015 п. 6.1.12).

К зданиям по всей длине обеспечен подъезд мобильных средств пожаротушения (ФЗ-123 ст.98, п.6).

В районе автодороги на территории кустов скважин предусмотрены площадки для складирования материалов и стоянки пожарной техники 20 мх20 м, на расстоянии 30м от устьев скважин (не менее высоты вышки плюс 10 м, п.6.1.30 СП 231.1311500.2015).

Тупиковые площадки приняты размером не менее 15м х 15м (п. 8.13 СП 4.13130.2013),

На территорию куста проектируется один въезд с подъездной автодороги и один аварийный съезд на грунт со стороны противоположной въезду, запасные съезды предусмотрены согласно разработанного СТУ - на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов добычи и подготовки газа и газового конденсата Чайдинского, п.2.2.9. Протяженность запасных съездов зависит от высоты насыпи, уклона естественного рельефа местности, а также допустимого уклона по грунту въезда-съезда для автотранспорта (80‰ или 1:12). С территории куста предусмотрен технологический проезд на площадку факела.

Расстояния между кустами газовых скважин принято не менее 100м для газовых и газоконденсатных скважин. (п. 6.1.23 СП 231.1311500.2015).

6.3 Генеральные планы площадок крановых узлов

В данном проекте рассмотрены крановые площадки крановых узлов:

- КУ.091 - Крановый узел №90-91 на врезке ГК от пл. КГ №90 в ГК от пл. КГ №91. УППГ-4;

- КУ.91м - Крановый узел №91 на метанолопроводе к пл. Кг №91. УППГ-4;
- УОК.091 - Узел охранного крана на коллекторе газосборном от Кг №91. УППГ-4.

На площадках кранового узла на врезке, кранового узла на метанолопроводе проектируется антенная опора в едином ограждении с площадкой кранового узла, на расстояния от оси подземных трубопроводов – не менее 15 м (табл.3 ГОСТ Р 55989 -2014).

Крановый узел, узел охранного крана, крановый узел на метанолопроводе - проектируются на насыпных основаниях со сплошным покрытием из щебня. Крановые узлы проектируются в укрытиях. По периметру площадок крановых узлов проектируется ограждение из негорючих материалов по свайному основанию с устройством ворот и калитки.

К укрытиям крановых узлов предусмотрены технологические подъезды шириной 4м, тупиковые площадки приняты размером не менее 15м x 15м (п. 8.13 СП 4.13130.2013).

Ко всем площадкам крановых узлов предусмотрены подъездные автомобильные дороги.

6.4 Техничко-экономические показатели земельного участка

Основные показатели по генпланам кустов газовых скважин

Наименование площадки	Площадь участка земляных работ (с учетом откосов), м ²
Куст газовых скважин №71. УППГ-4	11070
Куст газовых скважин №82. УППГ-4	12355
Куст газовых скважин №89. УППГ-4	12993
Куст газовых скважин №91. УППГ-4	11458
Куст газовых скважин №106. УППГ-4	12638

Основные показатели площадок крановых узлов

Наименование площадки	Площадь участка в пределах ограждения, м ²	Площадь участка земляных работ (с учетом откосов), м ²
Крановый узел №90-91 на врезке ГК от пл. КГ №90 в ГК от пл. КГ №91	1021	2115
Крановый узел №91 на метанолопроводе к пл. Кг №91.	829	1438
Узел охранного крана на коллекторе газосборном от Кг №91	506	1204

6.5 Обоснование решений по инженерной подготовке территории. Решения по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных природных процессов

6.5.1 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 предусмотрены следующие виды подготовительных работ:

- создание геодезической разбивочной основы (ГРО);
- восстановление и закрепление на местности границ площадок в соответствии со СП 126.13330.2017 «Геодезические работы в строительстве»;
- валка деревьев, расчистка от мелколесья и кустарников, мульчирование на площадях, отводимых под строительные площадки с учетом противопожарной полосы;
- в зимний период: расчистка строительной полосы от снега для устройства насыпи;
- в летний период: устройство временных водоотводных сооружений с верховой стороны (канав, обвалований), при необходимости;
- замена непригодных, переувлажненных грунтов основания, при необходимости;
- выполнение опытного уплотнения грунтов насыпей;
- снятие плодородного слоя почвы не предусмотрено.

По периметру площадок КУ предусматривается полоса противопожарной вырубki леса шириной 50 метров, площадок КГС - 100 метров (п.6.1.6 СП4.13130.2013, п.6.1.7 СП 231.1311500.2015), у границы лесного массива предусматривается вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м. Границы вырубki леса представлена на планах организации рельефа.

6.5.2 Инженерная защита площадок от последствий влияния паводковых и поверхностных вод опасных геологических процессов

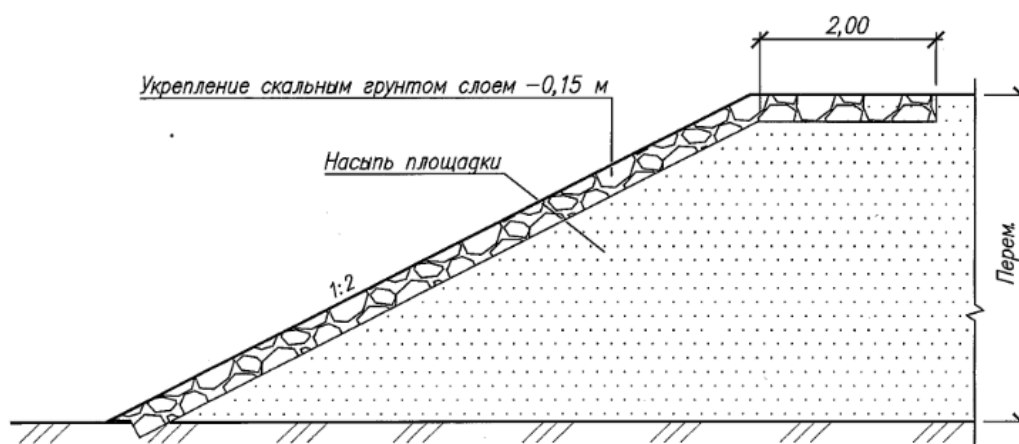
Основными мероприятиями по защите территории от подтопления приняты: искусственное повышение; организация поверхностного стока, за счет создания уклонов планировочной поверхности и отводу поверхностных стоков; укрепление откосных частей земляных сооружений; возведение насыпей с послойным уплотнением, соблюдение принятого принципа строительства.

Преимущественно все проектируемые площадки находятся в потенциально подтопляемых районах в результате ожидаемых техногенных воздействий или сезонно подтапливаемых в естественных условиях. Площадок, попавших в зону подтопления в период половодья с установленными уровнями высоких вод (УВВ 1%) нет.

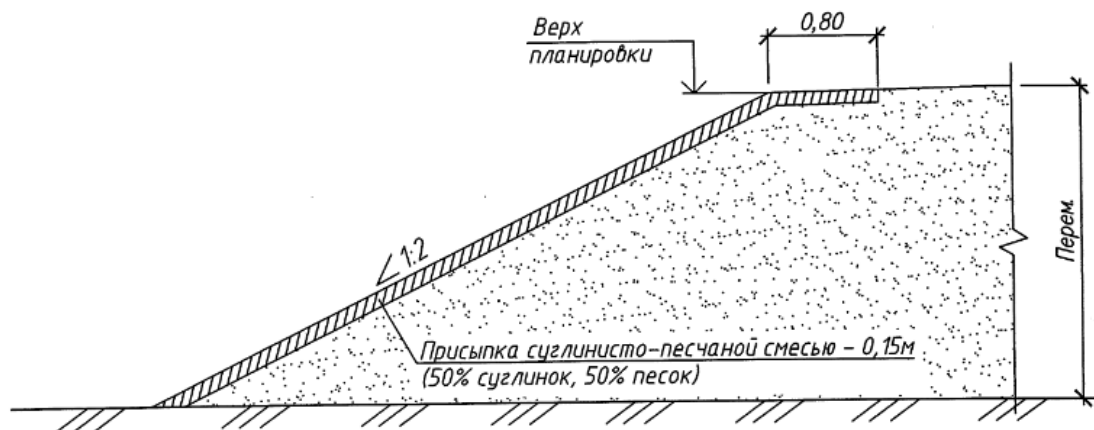
Проектируемые площадки не находятся в пределах границ оползнеопасных и обвалоопасных территорий, разработка дополнительных мероприятий не требуется.

В целях защиты земляных сооружений от размыва атмосферными осадками и ветровой эрозии проектом предусмотрено укрепление откосов:

- для объектов, отсыпаемых карьерным скальным и щебенистым грунтом, площадки КГС № 71, КГС № 89, КГС № 106, КУ № 091, КУ № 91м и УОК № 091, в составе устройства насыпи;



- для объектов, отсыпаемых песчаным, площадки КГС № 82 и КГС № 91, отсыпанных песчаным грунтом: суглинисто-песчаной смесью с внесением семян многолетних трав и удобрений.



6.5.3 Описание организации рельефа вертикальной планировкой

Организация рельефа на проектируемых площадках выполняется с учетом требований раздела «Планировочная организация рельефа» СП 18.13330.2019: с учетом рельефа местности, геологических и гидрогеологических особенностей.

В соответствии с требованиями СП 25.13330.2020 для снижения отрицательного техногенного влияния застройки на основание и окружающую среду и СП 18.13330.2019 предусмотрено устройство общепланировочной насыпи под все сооружения объектов. Также с помощью насыпи решена организация рельефа и поверхностный водоотвод площадки (для отведения дождевых и талых вод допустимый минимальный уклон 3‰). Уклоны поверхности площадок приняты от 5‰ до 20‰ согласно с п. 5.50 СП 18.13330.2019.

Устройство насыпи кустов газовых скважин выполняется в период эксплуатационного бурения. В данном проекте предусматривается демонтаж территории куста периода бурения и его приведение к габаритам на период эксплуатации. Излишки грунтов от разбора насыпей используются для устройства подъездных автомобильных дорог. Накопление строительного грунта осуществляется в пределах территории прикарьерного хозяйства изысканных карьеров на срок до 11 месяцев.

В случае отсутствия возможности повторного вовлечения в строительство излишков грунта допускается использование высвобождаемого незагрязненного грунта для нужд местных Администраций и сторонних организаций при наличии соответствующего согласования, а также утилизация излишков грунта с вывозом на лицензированные полигоны размещения отходов, включенные в ГРОРО (при наличии согласования владельцем полигона конкретных объемов размещаемого лишнего грунта).

Отвод условно чистых дождевых и талых вод с проектируемых площадок крановых узлов, кустов газовых скважин решается поверхностным способом по спланированной территории за пределы территории в пониженные места рельефа без устройства дождевой канализации и сбора стоков (раздел 6.1, 6.2 Требования при выборе систем канализации площадных сооружений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, СТО Газпром 2-1.19-519-2010).

Крутизна откосов насыпей, локальных подсыпок принята 1:2, не менее значений указанных в п.7.26 СП 34.13330 (таблица 7.4), в зависимости от вида грунта и высоты откоса насыпи.

Высота насыпи площадок определена в зависимости от рельефа местности, геологических и гидрологических условий, технологических и строительных требований, условий снеготранспортируемости подъездных автодорог, а также с учетом минимального перемещения грунта в пределах и вне осваиваемого земельного участка. Как показывает практика, для надежной эксплуатации зданий и сооружений в условиях северных районов, высота насыпи должна составлять в среднем 1,2-1,5м, что и было реализовано в проектной документации, с соблюдением уклонов планировки и естественных перепадов существующего рельефа.

Земляные работы необходимо производить в соответствии с нормами СП 45.13330.2017. Проектом предусмотрено устройство насыпи послойно с обязательным уплотнением каждого слоя. Требуемый коэффициент уплотнения грунта в насыпи – 0,95, в местах устройства покрытий - 0,98. Требуемую степень уплотнения достигают путем укатки катками. В результате опытного уплотнения должны быть установлены, в зависимости от используемой строительной техники:

а) в лабораторных условиях: максимальные значения плотности грунтов, оптимальная влажность, допустимые диапазоны изменения влажности уплотняемого грунта, при которых достигаются заданные коэффициенты уплотнения, величины плотностей уплотняемых грунтов и соответствующие коэффициенты уплотнения;

б) толщина отсыпаемых слоев, число проходов уплотняющих машин по одному следу, продолжительность воздействия и другие параметры, обеспечивающие проектную плотность грунта.

Устройство насыпей площадных объектов выполняется карьерным грунтом: перспективные карьеры № 4-2-3 и № 4-1-2 (песчаный грунт) и из карьеров № 4-1, 5-1, 5-2 (скальным и щебенистым грунтом). Более подробная информация о карьерах грунта описана в разделе ПОС.

Грунт, используемый для отсыпки земляного основания и рабочего слоя должен соответствовать требованиям СП 34.13330.2021: дренирующий, непучинистый (слабопучинистый), ненабухающий, непросадочный, нормальной влажности.

Для всех проектируемых площадок, за исключением: КГС № 71, КГС № 82 и КУ № 091 - принят II принцип строительства.

Основным условием II принципа строительства является обеспечение максимального протаивания и осушения грунтов. Подготовительные работы необходимо выполнить до начала земляных работ (расчистка территории, устройство временных водоотводных сооружений, осушение, защита от подтопления и т.д.). Насыпь отсыпается в летний период.

Земляные работы по II принципу необходимо выполнять на максимально оттаявший деятельный слой талым грунтом, в период летней межени, после установления устойчивых температур. Работы по формированию площадок должны быть закончены до установления устойчивых отрицательных температур. Не допускается выполнять отсыпку мерзлым или переувлажненным грунтом; не допускается наличие снега и льда в насыпи и основании; не допускается сохранение под насыпью сезонномерзлого слоя. На период производства строительного-монтажных работ, при необходимости, предусматриваются временные мероприятия по водоотведению и стокорегулированию.

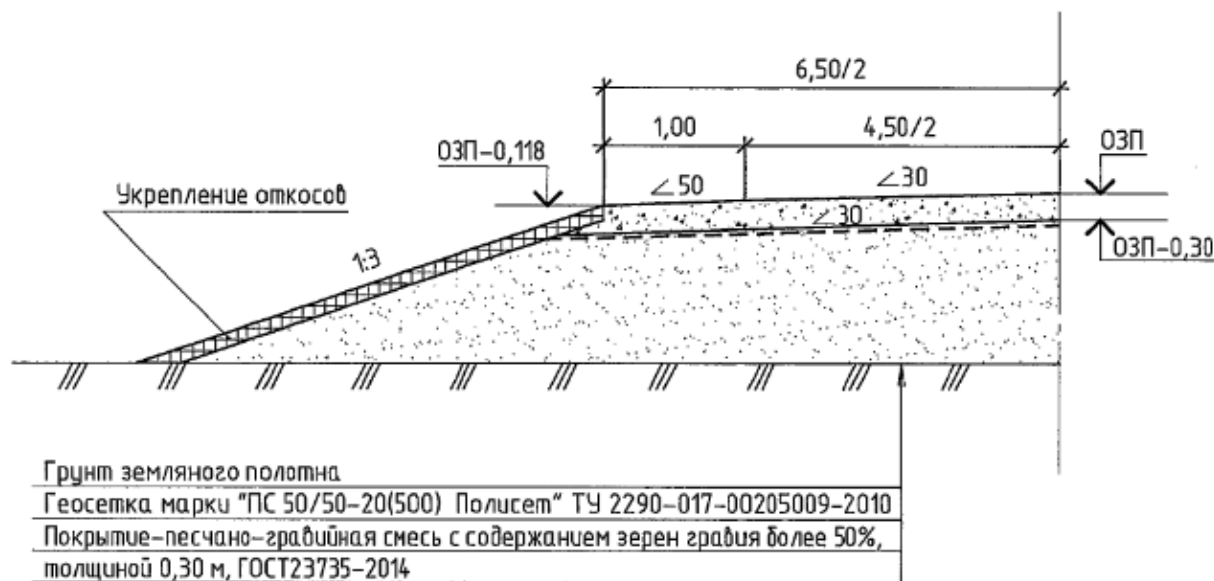
Земляные работы по I принципу необходимо производить в зимний период времени по замороженному основанию (грунту). Подготовительные работы включают в себя следующие работы: временный водоотвод и осушение территории (валы, канавы, планировка, засыпка участков активного размыва, засыпка мест скопления воды); понижение температуры грунтов основания (очистка от снега (наличие снега не допускается), замена льдистых грунтов непучинистыми, при необходимости)

(СП 45.13330.2017 и ВСН 33-82 «Инструкция по проектированию инженерной подготовки территории для нефтепромыслового строительства в районах распространения вечномёрзлых грунтов»). Для уменьшения техногенного воздействия на естественную поверхность в период строительства первый слой насыпи следует отсыпать «от себя» на высоту около 0,5м, а далее продольным способом с послойным уплотнением. Отсыпку верхнего слоя насыпи допускается осуществлять в летний период из заготовленных и осушенных талых грунтов.

6.5.4 Описание решений по благоустройству территории

Благоустройство территории крановых узлов, и кустов газовых скважин представлено пешеходными дорожками и дорогами с твердым покрытием из каменных карьерных материалов.

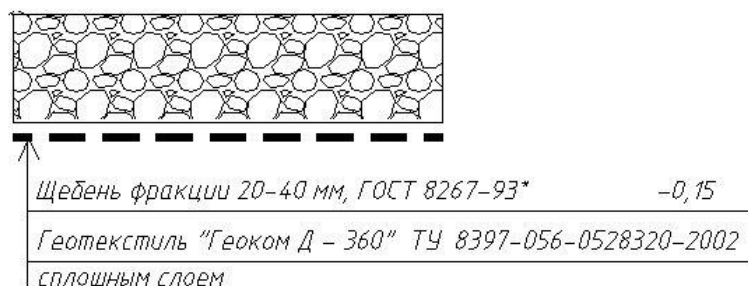
Для площадок крановых узлов и кустов газовых скважин конструкция дорожной одежды принята, аналогично конструкции подъездной автодороги (Природная гравийно-песчаной смесь с содержанием гравия более 50%, толщиной 0,30м, ГОСТ23735-2014 армированная георешеткой по слою разделяющей и дренирующей прослойки из геосетки «ПС 50/50-20 (500) Полисет» ТУ 2290-017-00205009-2010).



Основные параметры автомобильных проездов с учетом габарита расчетного автомобиля 2,5м: ширина проезжей части 4,5м, ширина укрепленной обочины 1,0м, общий габарит проезда 6,5м.

На площадках крановых узлов в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов», вся территория в пределах ограждения покрывается искронседающим щебнем слоем 0,15м по слою разделяющей прослойки из геотекстиля (геосетки).

Конструкция покрытия площадки в пределах ограждения



Для пешеходного движения по территории проектируемых площадок крановых узлов, радиорелейной станции предусматривается устройство пешеходных дорожек шириной 1,0м с покрытием из каменных материалов, уложенный по способу заклинки

6.5.5 Обоснование схем транспортных коммуникаций

Внутриплощадочные автодороги обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных машин, подъезд транспорта и спецтехники для производства ремонтных работ и т.д.

7 Автомобильные дороги и сооружения

7.1 Основные технические и транспортно-эксплуатационные показатели

В рамках, проектной документации «Обустройство Чайядинского НГКМ. Этап 4» предусмотрено проектирование подъездных автодорог к площадкам Кгс и крановых узлов (КУ), обеспечивающие бесперебойный круглогодичный подъезд к площадкам.

Местоположение, количество крановых узлов принято в соответствии с технологическими схемами размещения крановых узлов.

Наименование, протяженность рассматриваемых к строительству подъездных автодорог к площадкам приведены в таблице 62.

Таблица 62

№№ п/п	Наименование подъездных автодорог к площадкам	Протяженность, м	Примечание
1	Кгс №71 УППГ4	616,33	
2	Кгс №82 УППГ4	127,15	
3	Кгс №89 УППГ4	632,90	
5	Кгс №91 УППГ4	17755,99	
6	Кгс №106 УППГ4	7047,81	
7	КУ №90-91 УППГ4	1160,36	
2	КУ №91 на метанолопроводе	115,69	
	ИТОГО	27456,23	

Значения в скобках приняты проектом.

Ширина обочины равная 1,50 м принята на участках установки технических средств организации дорожного движения (сигнальные столбики). На участках автодорог обустройства дорожными ограждениями, ширина обочин составляет 2,40 м, Местоположение участков размещения барьерного ограждения приведено в таблице 7.

Для обеспечения возможности эпизодического разезда автомобилей на однополосных автомобильных дорогах предусмотрены площадки разезда длиной 30 м, с покрытием, принятым для основной дороги. Участки перехода от однополосной проезжей части к площадке для разезда длиной 17,50 м. Расстояние между площадками принято равным расстоянию видимости встречного транспортного средства, но не более 500 м.

Трассы автодорог

Трассы подъездных автодорог проложены по кратчайшему расстоянию с привязкой к сети существующих, запроектированных, изысканных автодорог промысла. Конец рассматриваемых, проектными решениями, подъездных автодорог, на генплане площадок.

План и продольный профиль

Проектирование плана и продольного профиля подъездных автодорог к площадкам кустов газоконденсатных скважин и крановых узлов производилось из условия наименьшего ограничения и изменения скорости, обеспечения безопасности и удобства движения, исходя из расчетной скорости движения.

Смежные продольные уклоны сопряжены вертикальными кривыми при алгебраической разности:

- 30 и более на вспомогательных дорогах с невыраженным грузооборотом.

При радиусах кривых в плане 100 м и менее предусмотрены переходные кривые в зависимости от основной расчетной скорости движения.

Поперечный профиль

Поперечный профиль рассматриваемых автодорог предусмотрен с обочинами и с открытым водоотводом. Ширина обочин внутриплощадочных дорог назначена исходя из условия расположения на них направляющих и ограждающих устройств.

Для обеспечения возможности эпизодического разезда автомобилей на однополосных дорогах нефтегазопромысловых, газодобывающих предприятий предусмотрены площадки для разезда длиной не менее 30 м. Расстояния между площадками принимаются равным расстоянию видимости встречного автомобиля, но не более 500 м.

Проезжая часть принята с двускатным поперечным профилем. Поперечные уклоны проезжей части приняты в зависимости от типа дорожной одежды: Переходного типа – 30%. Поперечные уклоны обочин: – 50 %.

Земляное полотно

Сооружение земляного полотна выполняется в зимний период. До сооружения земляного полотна производится:

- расчистка полосы отвода от снега бульдозерами;
- закрепление на местности границ отвода земельных участков под элементы дорог;
- переустройство пересекаемых существующих коммуникаций в случае необходимости;
- устройство временных дорог на время строительства;
- на участках с распространением вечномерзлых грунтов, снятие растительного слоя не допускается с целью увеличения устойчивости основания насыпи и сохранения его в мерзлом состоянии (I принцип проектирования).

Земляное полотно автомобильных дорог предусматривается в насыпях, отсыпаемых из карьерных грунтов по сохраненному растительному грунту.

Заложение откосов насыпи 1:3. Крутизна откосов насыпи, при высоте до 2 м, назначена с учётом обеспечения безопасного съезда транспортных средств в аварийных ситуациях. (п 7.27 СП34.13330.2021).

На участках вечной мерзлоты земляное полотно автомобильных дорог сооружается по I-му принципу проектирования – с сохранением вечномерзлого основания.

На участках зоны прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), земляное полотно запроектировано по I принципу с учетом:

- проложения трасс автодорог в I дорожно-климатической зоне;
- зоны распространения вечной мерзлоты;
- мерзлотно-грунтовых условий.

I-ый принцип – обеспечение поднятия верхнего горизонта вечной мерзлоты (ВГВМ) не ниже подошвы насыпи и сохранение его на этом уровне в течение всего периода эксплуатации дороги.

Земляное полотно проектируется, как правило, в насыпи. Высота насыпи определяется расчетом на устойчивость.

С учетом проложения трассы автодороги в северной строительной климатической зоне, в 1 Д климатическом подрайоне в зоне распространения многолетней мерзлоты, земляное полотно запроектировано на участках наличия верхнего горизонта вечномерзлых грунтов (ВГВМГ) по I принципу, когда устойчивость насыпи обеспечивается ее высотой, при которой ВГВМГ будет сохраняться в критический по балансу тепла год (не более 1 раза в 11 лет) на требуемой (допустимой) глубине и осадка насыпи при этом в оттаивающие грунты основания не будет превосходить допустимой величины.

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.

Наиболее приемлемой является дорожная одежда:

- Разделяющая и дренирующая прослойка из геосетки;

Природная гравийно-песчаной смесь с содержанием гравия более 50%, толщиной по оси 0,30 м, серповидного профиля, по ГОСТ 23735-2014.

7.2 Искусственные сооружения

На пересечениях автодорог с существующими водотоками, с учетом гидрологических характеристик водотока, а также уровня высоких вод, предусматривается устройство искусственных сооружений в виде водопропускных труб диаметром 1,50 м и 2,50 м, из гофрированного металла толщиной 4,00 мм.

7.2.1 Водопропускные трубы

Отверстие труб со средней температурой наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 минус 51⁰С принята не менее 1,50 м (п. 5.13 СП35.13330. 2011).

Для труб при пропуске расчетного расхода принят безнапорный режим протекания.

Подготовка под трубы песчаная (гравелистая). На входе и выходе предусматривается устройство цементно-грунтового противофильтрационного 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 0,50 м до низа дорожной одежды.

Наименьшая толщина засыпки над звеньями труб принята 0,50 м до низа дорожной одежды.

Конструкция водопропускных труб выполнена в соответствии с ОДМ 218.2.001-2009 «Рекомендации по проектированию и строительству водопропускных 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 150x50 мм толщиной листа 4 мм для железных и автомобильных дорог» и исходя из возможностей завода-изготовителя.

На время строительства водопропускных труб большого диаметра, проектными решениями предусматривается устройство объездных дорог.

7.3 Пересечения и примыкания автодорог

На примыкании подъездных автодорог к существующей автодороге на УПН, дорожная одежда в месте примыканий и пересечений предусматривается по типу дорожной одежды существующей автодороги:

- Прослойка-полимерная геосинтетика ПС50/50-20(500) «Полисет» сплошным слоем;
- Основание–песчано-гравийная смесь с содержанием зерен гравия более 50%, ГОСТ 23735-2014, толщиной 0,25 м;
- Прослойка – «Геоком Д-400» под швами плит;
- Покрытие - плиты 1ПДН-14, В30, F₂200, W4, ГОСТ Р 56600-2015, размером 2х6х0,14.

Радиусы кривых на примыканиях:

- 15 м – IV-в категория;
- 20 м – III-в категория.

Продольный уклон на подходах к примыканию не превышает 40‰.

7.4 Пересечения автодорог с коммуникациями

Пересечения трасс подъездных автодорог с трассами наземных, подземных и воздушных коммуникаций (трубопроводами различного назначения, воздушными линиями электропередач предусматриваются с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на проектирование этих коммуникаций и ТУ владельцев на пересечения, а также технических решений по переездам «Альбома унифицированных проектных решений. Переезды газопроводом бескатегорийных и полевых дорог».

7.5 Обустройство автодорог

С целью обеспечения безопасности движения и его организации рассматривается обустройство дорог техническими средствами организации дорожного движения:

- Барьерными ограждениями;
- направляющими устройствами (сигнальными столбиками);
- знаками.

Применение дорожных знаков выполняется в соответствии с ГОСТ Р 52289-2019 «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.

На участках автодорог обустройства дорожными барьерными ограждениями, ширина обочин составляет 2,40 м.

Конструкция барьерного ограждения рассчитана на удерживающую способность У3, согласно ГОСТ Р52289-2019.

8 Конструктивные и объемно-планировочные решения

Принципиальные объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений учитывают требования, предъявляемые к строительству, а также опыт проектирования в северной климатической зоне.

В качестве основных направлений при проектировании объектов сбора газа приняты:

- применение унифицированных объемно-планировочных и конструктивных решений сооружений из металлических конструкций поэлементной сборки из прокатных и гнутых профилей;
- сведение к минимуму объемов сварочных работ на монтаже за счет применения болтовых соединений;
- максимальное применение унифицированных изделий заводского изготовления и типовых апробированных конструктивных решений;
- применение компоновочных и технических решений, минимизирующих техногенное воздействие на природную среду;

Создание общего ансамбля объектов обеспечивается цветовым решением фасадов зданий, сооружений, эстакад и инженерных коммуникаций. Предпочтение отдано гамме корпоративных цветов отрасли.

При принятии решения по расположению зданий относительно планировочного уровня учтено:

- функциональное назначение зданий;
- ввод в здания инженерных коммуникаций и кабельной продукции.

При формировании конструктивных решений зданий учитываются:

- особенности природно-климатических и инженерно-геологических условий площадок строительства;
- требования обеспечения огнестойкости зданий;
- требования по ограничению распространения пожара;
- требования к эвакуационным путям и выходам из зданий;
- требования по обеспечению безопасности зданий и сооружений.

По конструктивным особенностям и назначению здания, и сооружения расположенные на площадках подразделяются на следующие типы:

- опоры под технологические трубопроводы;

- кабельные эстакады;
- антенные опоры, молниеотводы;
- укрытия кранов;
- опоры воздушных линий электропередачи.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ ст.4 п.8; Градостроительного кодекса Российской Федерации ст.48.1; Федерального закона 116-ФЗ ст.2 и ГОСТ Р 27751-2014, раздел 10, приняты следующие уровни ответственности зданий и сооружений на площадках строительства:

- Здания и сооружения основного технологического процесса на площадках строительства отнесены к классу КС-3 (повышенный уровень ответственности). Остальные запроектированные здания и сооружения на площадках строительства отнесены к классу КС-2 (нормальный уровень ответственности), поскольку относятся к объектам III и IV класса опасности по ФЗ-116 или не являются опасными производственными объектами;

- Здания и сооружения вспомогательного назначения отнесены к классу КС-2 (нормальной уровень ответственности).

Значения коэффициентов надежности по ответственности принимаются в соответствии с частью 7 статьи 16 Федерального закона № 384-ФЗ от 30.12.2009 г.:

- 1,1 - в отношении сооружений повышенного уровня ответственности;
- 1,0 - в отношении сооружений нормального уровня ответственности.

8.1 Опоры под технологические трубопроводы

Опоры под краны и разгрузочные опоры под технологические трубопроводы подземного расположения приняты из одиночных свай с оголовками. Опоры под трубопроводы наземного расположения приняты из одиночных свай с оголовками.

Уровень ответственности повышенный, класс КС-3.

8.2 Антенные опоры и молниеотводы

Антенные опоры и молниеотводы, расположенные на площадках крановых узлов и охранных кранов, приняты в виде унифицированных металлических конструкций заводского изготовления, разработанных специализированными проектными организациями. Антенные опоры обустраиваются лестницами, площадками, прожекторами и кабельной продукцией.

Заводские изделия устанавливаются на предварительно подготовленные фундаменты.

Уровень ответственности нормальный, класс КС-2.

8.3 Кабельные эстакады

Эстакады для прокладки кабельной продукции приняты в виде стоек из гнутосварных профилей объединённых по верху стальными балками для установки крепежных изделий электротехнических проводов (перфорированных стоек и полок).

Высота эстакад принята с учетом:

- количества ярусов проложенных кабелей;
- размещения нижнего ряда кабелей на высоте не менее 2,5 м от планировочного уровня площадки.

Шаг стоек эстакад принят от 6,0 до 8,0 м.

В местах пересечения кабельной продукции с автодорогами, высота от покрытия проезжей части до низа строительных конструкций принята не менее 5,0 м. При пересечении кабельной продукции с ограждением, высота эстакад от земли до низа строительных конструкций принята 4,0 м. Высота размещения нижнего ряда кабелей от планировочной отметки земли принята не менее 2,5 м. Количество пересечений кабельной эстакады с ограждением минимизировано.

Переходы над дорогами предусматривают устройство эстакад в виде стоек из гнутосварных профилей объединённых по верху стальными балками для установки крепежных изделий электротехнических проводов (перфорированных стоек и полок).

Стойки эстакад устанавливаются на предварительно выполненные фундаменты.

Эстакады для прокладки кабельной продукции, отнесены к классу КС-2 (нормальный уровень ответственности).

8.4 Укрытие кранов

Для устранения воздействия атмосферных осадков на технологическое оборудование, в составе площадок предусмотрено устройство холодных укрытий. Укрытия приняты каркасного типа. Основными несущими конструкциями являются рамы, фермы, прогоны и подкосы из гнутых замкнутых квадратных и прямоугольных профилей. Рамы устанавливаются на балочную клетку из прокатных профилей. Ограждающими конструкциями являются стеновые и кровельные стальные профилированные листы. Жесткость каркаса обеспечивается жесткостью рам, ферм, а также подкосами. Для предотвращения газонакопления, в стеновом ограждении укрытия предусматриваются жалюзийные решетки составляющие не менее 50% общей площади закрываемой стороны.

Балочная клетка из прокатных профилей устанавливается на предварительно подготовленное основание.

Уровень ответственности сооружения повышенный, класс КС-3.

8.5 Опоры воздушных линий электропередачи

Электроснабжение предусмотрено по воздушным линиям электропередач 10 кВ с защищенным проводом с применением металлических промежуточных, анкерных и анкерных угловых опор.

Промежуточная опора П10ГИ-7М конструктивно состоит из стойки и траверсы.

Стойка выполнена в виде пространственного стержня составного сечения и состоит из двух гнутых стальных швеллеров толщиной 4 мм. Пояса соединены раскосной решеткой из равнополочного уголка 32х4, ГОСТ 8509-93, посредством сварки. Стойка и раскосы изготовлены из стали 345-09Г2С 12 категории по ГОСТ 19281-2014.

Траверсы опоры состоят из горизонтально расположенного швеллера 18П соединенного с листом 6мм и вертикальной "Г"-образной стойки из квадратной трубы 80х4 ГОСТ 30245-2003. Конструктивные элементы траверсы изготовлены из стали 345-09Г2С 12 категории по ГОСТ 19281-2014.

Траверса соединяется со стойкой опоры болтами класса прочности 8.8 по ГОСТ Р ИСО 4014-2013, гайки приняты класса прочности 8.8 по ГОСТ ИСО 4032-2014.

Стойка соединяется с фундаментом при помощи болтов класса прочности 8.8 по ГОСТ Р ИСО 4014-2013, гайки приняты класса прочности 8.8 по ГОСТ ИСО 4032-2014.

Анкерная опора АО10ГИ-1Т и анкерная угловая опора АУО10ГИ-1Т конструктивно состоят из стойки, траверсы.

Стойка выполнена в виде пространственного стержня сквозного сечения и состоит из поясов L100х7 и приваренных к ним раскосов L40х4 ГОСТ 8509-93. Длина стойки 9000 мм. Стойка и раскосы изготовлены из стали 345-09Г2С 12 категории по ГОСТ 19281-2014.

Траверса выполнена из соединенных сваркой пластины толщиной 8 мм и швеллера 18П по ГОСТ 8240-89. Конструктивные элементы траверсы изготовлены из стали 345-09Г2С 12 категории по ГОСТ 19281-2014.

Траверса соединяется со стойкой опоры болтами класса прочности 8.8 по ГОСТ Р ИСО 4014-2013, гайки приняты класса прочности 8.8 по ГОСТ ИСО 4032-2014.

Стойка соединяется с фундаментом при помощи болтов класса прочности 8.8 по ГОСТ Р ИСО 4014-2013, гайки приняты класса прочности 8.8 по ГОСТ ИСО 4032-2014.

В качестве фундаментов опор применяются сваи из металлических труб. Тип, длина, диаметр и погружение свай в грунт назначаются в зависимости от грунтовых условий и действующих на фундамент нагрузок.

8.6 Выбор принципа использования грунтов площадок в качестве оснований зданий и сооружений

Выбор принципа использования ММГ в качестве оснований инженерных сооружений проектируемых объектов осуществляется на основе комплексного анализа следующих данных:

- природно-климатических, инженерно-геологических и инженерно-геокриологических условий района строительства;

- возможности целенаправленного изменения теплофизических и деформационно-прочностных свойств грунта;
- конструктивных и технологических особенностей инженерных сооружений и связанных с ними производства строительного-монтажных работ;
- технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов технических решений по устройству фундаментных конструкций.

Согласно материалам инженерно-геокриологических изысканий площадки строительства, характеризуются наличием ММГ сливающегося и несливающегося типа, а также талых грунтов на глубину изысканных скважин.

При проектировании оснований и фундаментов инженерных сооружений, выбор принципа использования грунтов в качестве оснований определен грунтовыми условиями и характером теплового и механического взаимодействия грунтов основания и сооружений.

При проектировании площадок предусмотрены мероприятия максимально сохраняющие природное состояние грунтов, что позволит с наименьшими технико-экономическими затратами на строительство и эксплуатацию обеспечить долговечность и требуемую несущую способность фундаментов.

При размещении объектов обеспечивается расположение каждого из них в однородных инженерно-геокриологических условиях.

Грунты основания объектов используются как по принципу I, т.е. с сохранением их в мёрзлом состоянии на весь период строительства и эксплуатации (в соответствии с СП 25.13330.2020), так и по принципу II, (т.е. с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения), а также в естественном талом состоянии (в местах где ММГ не встречены).

Выбор принципа использования грунтов в качестве оснований зданий и сооружений осуществлен на основе результатов прогнозных теплотехнических, прочностных и деформационных расчетов, выполненных по специальным программам математического моделирования (РСН 67-87) и в соответствии с СП 25.13330.2020.

Таблица 65 - Принцип использования грунтов в качестве оснований согласно СП 25.13330.2020

Номер п/п	Наименование площадки	Принцип использования грунтов
1	Крановый узел на врезке ГК 90-91	I принцип
2	Узел охранных кранов ГК 91	I принцип
3	Крановый узел на метанолопроводе 91	II принцип

8.7 Технические средства, обеспечивающие расчетные характеристики мерзлых грунтов

При строительстве ряда зданий и сооружений на ММГ используемых по принципу I, т.е. с сохранением их в мёрзлом состоянии на период эксплуатации (в соответствии с СП 25.13330.2020), приняты меры по улучшению строительных качеств грунта оснований для восприятия внешней нагрузки и обеспечения устойчивости и долговечности сооружений.

Проектом приняты охлаждающие устройства с максимальным коэффициентом теплоотдачи и оптимальными стоимостными параметрами.

Количество сезоннодействующих охлаждающих устройств, схема их расположения и технические характеристики определяются на основании теплотехнических расчетов с учетом схемы размещения свай в плане. Решения по термостабилизации грунтов на площадках подробно изложены в Разделе 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения», Том 4.3.1 «Термостабилизация грунтов».

Для сохранения грунтов оснований в мерзлом состоянии и обеспечения расчетных характеристик, проектом предусмотрено:

- устройство неэнергоёмкой системы термостабилизации для промораживания грунтов оснований и обеспечение расчетных температур;
- термостабилизация грунтов основания в комплексе с устройством теплоизоляционных экранов.

8.8 Способы погружения и устройства свай

используемых по принципу I):

- до проектной отметки бурится скважина диаметром на 100 мм больше диаметра сваи с полной очисткой скважины от грунта;
- скважина заполняется цементно-песчаным раствором М100 Пк4, ГОСТ 28013-98. Количество раствора принять из расчета вытеснения свай до уровня слоя сезонного промерзания-оттаивания. Укладываемый раствор должен иметь положительную температуру (зимой подогреть до 20 °С);
- свая погружается на проектную отметку;
- внутренняя полость сваи заполняется бетоном класса не ниже В7,5, а в пределах слоя сезонного промерзания-оттаивания и выше бетоном класса не ниже В15;
- затрубное пространство сваи на глубину СТС-СМС заполняется сухим непучинистым грунтом.

Технология погружения металлических свай из труб (для многолетнемерзлых грунтов, используемых по принципу II):

- до проектной отметки сваи бурится скважина диаметром:
 - 1) 400 мм для сваи диаметром 159 мм;

- 2) 400 мм для сваи диаметром 219 мм;
- 3) 500 мм для сваи диаметром 325 мм;
- 4) 600 мм для сваи диаметром 426 мм;

- скважина заполняется бетонной смесью В25 F200 W6 до глубины сезонного промерзания-оттаивания. Укладываемая смесь должна иметь положительную температуру (зимой подогреть до 20 °С);

- свая погружается на проектную отметку;
- внутренняя полость сваи дозаполняется бетонной смесью В15
- затрубное пространство сваи заполняется сухим непучинистым грунтом.

Допускается также заполнять внутреннюю полость полых свай и свай-оболочек сухой цементно-песчаной смесью (ЦПС) или цементно-песчаным раствором при соблюдении следующих требований:

- конструкция сваи должна быть герметичной;
- качество сварных швов должно проверяться визуально и ультразвуковым контролем (УЗК) по ГОСТ Р 55724 и ГОСТ 23118;
- не допускается наличие в свае посторонних предметов, воды, снега и льда;
- должно обеспечиваться 100% заполнение внутреннего пространства сваи с учетом самоуплотнения ЦПС и изменения объема цементно-песчаного раствора при его замерзании.

Дополнительно при применении сухой ЦПС:

- необходимо предусматривать мероприятия по исключению попадания воды и снега в сухую ЦПС;
- соотношение цемента и песка в сухой ЦПС должно определяться проектом с учетом условий строительства, а также размещаемых на фундаменте конструкций, но не менее 1:5;
- для приготовления сухой ЦПС с целью исключения коррозии изнутри следует использовать портландцемент общестроительного назначения без минеральных добавок и непучинистый незасоленный песок;
- при приготовлении сухой ЦПС необходимо обеспечить допустимый уровень ее влажности согласно ГОСТ 31357.

Дополнительно при применении цементно-песчаного раствора:

- следует применять цементно-песчаный раствор марки по прочности на сжатие не ниже М100 с пределом прочности на сжатие не менее 10 МПа, пределом прочности на растяжение при изгибе не менее 3 МПа, морозостойкостью не менее 50 циклов (F50);
- при заполнении сваи раствором в зимнее время монтаж оголовка допускается выполнять после полного замерзания или твердения раствора.

При заполнении внутренней полости свай бетоном класса не ниже В7,5, а в пределах слоя сезонного промерзания-оттаивания и выше - бетоном класса не ниже В15, имеется техническая возможность свай без конусного наконечника.

В случае необходимости, погружение свай может осуществляться с применением обсадных труб.

8.9 Наблюдение за состоянием грунтов оснований и фундаментов зданий и сооружений

Целью разработки геотехнического мониторинга является проектная проработка принципиальных решений, позволяющих обеспечить контроль механической безопасности проектируемых зданий и сооружений на всех этапах их жизненных циклов, определенных данным проектом, согласно принятым нормальным условиям эксплуатации, а также предупреждение возникновения возможных аварийных ситуаций вследствие влияния опасных природно-техногенных процессов, явлений и техногенных воздействий.

Достижение поставленной цели осуществляется посредством создания структурированной системы геотехнического мониторинга (далее по тексту ГТМ), включающей:

- подсистему теплового/температурного контроля состояния грунтов оснований зданий и инженерных сооружений;
- подсистему контроля гидрогеологического состояния грунтов оснований зданий и инженерных сооружений (в том числе за уровнем сезонных вод);
- подсистему геодезического нивелирования строительных конструкций.

Критериями оценки инженерно-геотехнического состояния является соответствие определенным данным основных параметров и характеристик механической безопасности зданий и сооружений нормальным условиям эксплуатации на всех этапах жизненных циклов проектируемых объектов без возможности достижения ими пределов допустимых изменений.

Подсистема теплового/температурного контроля состояния грунтов оснований зданий и инженерных сооружений представляет собой режимную наблюдательную сеть термометрических скважин. Количество, местоположение и глубина наблюдательных термометрических скважин определяются проектом мониторинга.

Система гидрогеологического мониторинга представляет собой режимную наблюдательную сеть гидрогеологических скважин.

Сеть режимного нивелирования организуется таким образом, чтобы результаты замеров позволяли получать полную и кондиционную информацию об устойчивости инженерных сооружений, определять динамику развития деформаций.

Сеть режимного нивелирования строительных конструкций состоит из сети деформационных марок и опорной локальной геодезической сети (на базе геодезических реперов).

Сеть деформационных марок оборудуется на фундаментных и опорных конструкциях зданий и инженерных сооружений.

9 Сведения об инженерном оборудовании и сетях инженерно-технического обеспечения

9.1 Система электроснабжения

Основным источником электроснабжения потребителей Чаяндинского НГКМ, в том числе потребителей УППГ-4, является электростанция собственных нужд (ЭСН), установленной мощностью 72МВт (6x12МВт), генераторным напряжением 10,5 кВ, работающая в базовом режиме.

Базовая ЭСН (6x12МВт) размещена у границы площадки УКПГ-3 и введена в эксплуатацию в 2020г.

Выдача мощности от генераторов 10кВ в сеть 110кВ предусмотрена по схеме блока «генератор-трансформатор» 10/110кВ на шины ЗРУ 110кВ (в составе оборудования БКПС 10/110кВ «ЭСН УКПГ-3»), выполненного в быстровозводимом панельно-каркасном здании заводской поставки по типовой схеме №110-14 «две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями» с десятью отходящими линиями, две из которых – линии связи с энергосистемой.

Предусмотрена параллельная работа генераторов энергоблоков на напряжении 110кВ и сетью 110кВ АО «ДВЭУК» на шинах 110кВ ЗРУ БКПС 10/110кВ «ЭСН УКПГ-3», с последующим распределением мощности по потребителям Чаяндинского месторождения по межпромысловым ВЛ 110кВ.

В ЗРУ 110кВ БКПС 10/110кВ «ЭСН УКПГ-3» проектом «Обустройство Чаяндинского НГКМ (Этапы 1.1, 1.2)» предусмотрено два резервных места для установки оборудования (2 ячейки КРУ отходящих линий 110кВ) для подключения двух одноцепных ВЛ 110кВ «ЭСН УКПГ-3 – УППГ-4 (1ц, 2ц)».

Проекты базовой ЭСН УКПГ-3, БКПС 10/110кВ «ЭСН УКПГ-3», ВЛ 110кВ «ЭСН УКПГ-3 – УППГ-4 (1ц, 2ц)» и БКПС 110/10кВ 2x25МВА «УППГ-4» выполнены ОАО «Гипрогазцентр» г. Нижний Новгород.

Распределение сгенерированной на ЭСН УКПГ-3 мощности по потребителям УППГ-4 на напряжении 10кВ предусматривается через ЗРУ 10кВ БКПС 110/10кВ 2x10МВА «УППГ-4» (поз. ГП 61) и через ЗРУ 10кВ (технологическое) (поз. ГП 62), размещенное на площадке УППГ-4, по радиальным кабельным и кабельно-воздушным линиям электропередачи 10кВ.

Дальнейшее распределение электроэнергии по потребителям УППГ-4 на напряжении 0,4кВ предусматривается от ЗРУ 10кВ (технологическое) (поз. ГП 62) по кабельным линиям 10кВ, проложенным по кабельным и совмещенным с технологическими эстакадами, со строительством понизительных БКТП 10/0,4кВ на территории УКПГ-4, приближенных к центрам электрических нагрузок 0,4кВ.

9.2 ВДЗ 10 кВ

Электроснабжение потребителей внеплощадочных сооружений - кусты газовых скважин №№71, 82, 89, 91, 106 настоящим проектом предусматривается по одноцепным воздушным линиям электропередачи напряжением 10 кВ, подключаемым к двум источникам электроснабжения, территориально расположенным на:

- УКПГ-3 – ЗРУ-10кВ при ПС-110/10кВ 2х40МВА (поз.ГП300);
- УППГ-4 – ЗРУ-10 кВ (поз.ГП 62).

Для объекта «Обустройство Чайндинского НГКМ. Этап 4» предусмотрено применение комплектных металлических опор ВЛ производства ЗАО «ЭЛСИ Стальконструкция» и АО «Омский электромеханический завод».

К подвеске на проектируемых опорах ВЛЗ 10 кВ предусматривается провод СИП-3. Тип провода - одножильный самонесущий защищенный с уплотненной токопроводящей жилой из термоупроченного алюминиевого сплава, с защищенной изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена.

Проектом предусматривается возможность подвеса волоконно-оптического самонесущего диэлектрического кабеля (ВОК) по проектируемым опорам ВЛЗ 10.

На всех опорах ВЛЗ 10 кВ предусматривается установка комплектов устройств защиты птиц от поражения электрическим током.

В комплект поставки опор от завода изготовителя входят все элементы (стойки, траверсы, изоляторы, линейная арматура, устройства защиты птиц от поражения электрическим током, устройства защиты от импульсных перенапряжений и т.д.) позволяющие собрать опору соответствующего назначения для ВЛЗ на месте строительства.

Антикоррозийное покрытие металлоконструкций опор ВЛЗ 10 кВ предусматривается заводом-изготовителем методом горячего цинкования.

В качестве коммутационных защитных аппаратов, повышающих надежность схемы электроснабжения, проектом предусматривается установка вакуумных автоматических реклоузеров (РВА) с односторонним питанием для секционирования и управления отпайками ВЛ, устанавливаемых на опорах ВЛЗ 10 кВ, а также линейные разъединители для отключения и создания видимых разрывов воздушных линий при проведении ремонтных работ.

В целях дистанционного определения мест повреждения ВЛ проектом предусматривается установка на опорах ВЛЗ 10 кВ индикаторов короткого замыкания. Индикаторы предусматриваются на всех ответвлениях от магистрали ВЛ, где не предусматривается РВА, а также в магистрали ВЛ таким образом, чтобы на 1 индикатор приходилось порядка 5 км линии.

10 Водоснабжение и водоотведение объектов обустройства

Хозяйственно-питьевое и производственное водоснабжение площадок кустов газовых скважин УППГ-4 Чайндинского НГКМ не предусматривается.

В соответствии с требованиями СП 25.13330.2020 для снижения отрицательного техногенного влияния застройки на основание и окружающую среду и СП 18.13330.2019 предусмотрено устройство общепланировочной насыпи под все сооружения объектов.

Поверхностный водоотвод площадки решен с помощью общепланировочной насыпи (для отведения дождевых и талых вод допустимый минимальный уклон 3‰). Уклоны поверхности площадок приняты от 5‰ до 20‰ согласно с п. 5.50 СП 18.13330.2019.

11 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети обустройства

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха площадок кустов газовых скважин и крановых узлов не предусматривается.

12 Организация связи

Настоящей проектной документацией предусматривается организация технологической связи на объектах обустройства Чаяндинского НГКМ, относящихся к Этапу 4 проекта, а именно:

- Куст газовых скважин №71;
- Куст газовых скважин №82;
- Куст газовых скважин №89;
- Куст газовых скважин №91;
- Куст газовых скважин №106.

Проектными решениями предусматривается:

- Организация волоконно-оптических линий связи для подключения проектируемых площадок к сетям связи объектов обустройства Чаяндинского НГКМ;
- Организация каналов связи широкополосного беспроводного доступа для использования в качестве резервного канала связи.

В качестве основного способа организации каналов связи для проектируемых площадок предусматриваются ВОЛС. ВОЛС являются предпочтительным вариантом организации транспортных сетей связи с точки зрения возможности обеспечения максимальной пропускной способности. Тип используемых оптических волокон – одномодовые с рабочим диапазоном длин волн 1285-1625 нм в соответствии с рекомендациями МСЭ-Т G.652C,D.

Кабели ВОЛС прокладываются методом подвеса на опоры ВЛ-10кВ, предусматриваемые в электротехнической части проекта. Используются самонесущие электрические ВОК типа ОПН-ДПТ (ООО «ОПТЕН-КАБЕЛЬ») (приняты в качестве аналога). По территории площадок ВОК прокладываются по кабельным эстакадам на предусмотренных конструкциях. Для резервирования основных цифровых каналов, передаваемых по ВОЛС, на участках «ОРС 2-2 – УППГ-4 – УКПГ-3» предусматривается радиорелейная линия связи.

Для передачи информации телемеханики с объектов газосборной сети, межпромысловых трубопроводов предусматривается резервированная система связи. Основным видом связи являются ВОЛС, прокладываемые путем подвеса на опоры ВЛ 10кВ. В дополнение к ВОЛС предусматривается резервная система беспроводного широкополосного доступа (ШБД). Необходимость резервирования обусловлена повышенными требованиями к надежности каналов телемеханики, а также сложными климатическими и географическими условиями района строительства и применением малолюдных технологий производства.

Система ШБД работает в диапазоне частот 5650-6425 МГц и обеспечивает скорость передачи с каждого абонентского устройства от 2 до 30 Мбит/с в зависимости от количества абонентских устройств в секторе базовой станции и условий прохождения радиосигнала. Система ШБД строится на оборудовании типа WiMIC-6000 производства ЗАО «Научно-производственная фирма «Микран», Россия (принято в качестве аналога).

Для размещения абонентских антенн ШБД на проектируемых площадках газосборной сети размещаются антенные опоры башенного типа высотой 40-75м (высота для каждой площадки определена по результатам расчетов качественных показателей связи). Базовые станции ШБД размещаются на площадках УППГ-4 и ОРС 2-2 (предусмотрены по Этапу 3.1, 3.2 проекта).

Система телевизионного мониторинга

Система телевизионного мониторинга предназначена для оперативного отображения ситуации на контролируемых объектах.

Целью системы телевизионного мониторинга является создание высоконадежного инструмента дистанционного сбора, хранения, обработки и вывода видеoinформации в рамках требований заказчика.

В состав проектируемых сооружений рассматриваемого этапа строительства, оснащаемых системой телевизионного мониторинга, входят:

- площадки кустов газовых скважин.

Система телевизионного мониторинга представляет собой совокупность технических средств, предназначенных для осуществления круглосуточного визуального контроля за состоянием объекта, оборудования и территории.

Площадки кустов газовых скважин оснащаются IP-видеокамерами для внешней установки в комплекте с термокожухом аналогично проектным решениям по объекту «Обустройство Чайядинского НГКМ. Этапы 3.1, 3.2», ш. 0349.001.004.ПЗ/1-3/2.0004-ИОС5.3. Для обеспечения необходимого уровня освещенности применяются ИК-прожекторы из состава комплектов видеокамер.

Работа IP-видеокамер обеспечивается в температурном диапазоне, соответствующему климатическому району.

Передача видеосигналов от IP-видеокамер на оборудование связи, устанавливаемое в БКЭС, осуществляется посредством кабеля типа «витая пара». Далее, видеосигналы с

помощью волоконно-оптических линий связи, предусмотренных разделом проектной документации 0349.016.П.4.0004-ИОС5.1 «Организация связи», поступают на серверное оборудование, установленное в производственном здании с операторной и узлом связи (поз. ГП50) на площадке УППГ-4.

Серверное оборудование производства ООО НТЦ «Протей», включенное в единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром», предусмотрено проектом «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 3.1, 3.2», ш. 0349.001.004.ПЗ/1-3/2.0004-ИОС5.3. Видеосерверы системы осуществляют запись видеоинформации от всех IP-видеокамер с разрешением кадра 1920×1080 и скоростью 25 к/с в формате H.264, с глубиной архива не менее 28 дней.

Для отображения видеоинформации проектом «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 3.1, 3.2», ш. 0349.001.004.ПЗ/1-3/2.0004-ИОС5.3 предусмотрен отдельный АРМ оператора СТМ с диагональю мониторов не менее 24", размещаемый в составе единого пульта оператора в производственном здании с операторной и узлом связи (поз. ГП50) УППГ-4.

12.1 Автоматические системы пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения

В рамках настоящего проекта выполняются работы по обеспечению пожарной безопасности и контроля загазованности объектов обустройства Чаяндинского НГКМ. Этап 4.

Рассматриваемые в данном проекте объекты защиты — это блочно-комплектные устройства электроснабжения (БКЭС), размещенные по одному БКЭС на площадке каждого из кустов газовых скважин.

Система пожарной автоматики (СПА) объектов обустройства Чаяндинского НГКМ. Этап 4 строится на базе приборов приемно-контрольных пожарных и управления, размещенных в каждом из БКЭС по площадкам кустов и локально обеспечивающих СПА и СОУЭ каждого из БКЭС.

Информация от локальных подсистем БКЭС посредством проектируемых каналов системы линейной телемеханики через оборудование связи поступает на приемное оборудование связи в узле связи на площадке УППГ-4 (поз. ГП-50) и далее на АРМ оператора АСПС, КЗ и ПТ УППГ-4.

Структура системы имеет три уровня:

- Верхний — уровень оперативного управления. Обеспечивается существующим АРМ АСПС, КЗ и ПТ УППГ-4;
- Средний — уровень оборудования автоматического управления (САУ). Обеспечивается приборами приемно-контрольными пожарными и управления (ППКПиУ);
- Нижний — уровень полевого оборудования, датчиковый парк.

СПА предназначена для:

- обнаружения пожара;
- передачи обобщенных сигналов о пожаре, неисправности в пожарное депо;

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- контроль пожарной опасности с помощью автоматических пожарных извещателей (дымовых) в автоматическом режиме, а также с помощью ручных пожарных извещателей;
- управление средствами СПА в автоматическом режиме;
- контроль напряжения на основном и резервном вводе ППКПиУ в автоматическом режиме;
- контроль шлейфов пожарной сигнализации и оповещения в автоматическом режиме;
- предоставление информации оперативному и дежурному персоналу.

13 Защита от коррозии

Защита трубопроводов от коррозии выполняется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016, ВСН 008-89, СТО Газпром 2-2.3-130-2007, СТО Газпром 2-2.2-178-2007, СТО Газпром 9.1-017-2012, СТО Газпром 9.1-018-2012, СТО Газпром 9.1-035-2014 и «Унифицированными требованиями к разделу «Защита от коррозии» задания на проектирование» (Протокол №2 ОАО «Газпром» от 18.01.2010 г.).

Вся противокоррозионная изоляция подземных трубопроводов и коммуникаций принята усиленного типа.

Изоляция подземных трубопроводов и соединительных деталей выполняется материалами, разрешенными к применению в ПАО «Газпром» и включенными в «Единый реестр материально-технических ресурсов допущенных к применению в производственной деятельности Общества, соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

Для защитных кожухов на переходах газопроводов и метаноопроводов через автомобильные дороги приняты трубы $\varnothing 325 - \varnothing 720$ с заводским наружным антикоррозионным монослойным покрытием

Для строительства газопроводов приняты:

- трубы $\varnothing 168 - \varnothing 426$ с наружным антикоррозионным монослойным покрытием исполнения ПЭПк-М-Н по типу ТУ 24.20.13-001-45657335-2017 ООО «КЗИТ» (ТУ на применяемую трубную продукцию должны быть согласованы в установленном порядке трубной Комиссией ПАО «Газпром» (приказ №101 от 21.06.2005);

- труба $\varnothing 720$ с наружным антикоррозионным монослойным покрытием исполнения ПЭПк-М-С по типу ТУ 24.20.13-001-45657335-2017 ООО «КЗИТ» (ТУ на применяемую трубную продукцию должны быть согласованы в установленном порядке трубной Комиссией ПАО «Газпром» (приказ №101 от 21.06.2005);

- запорная арматура и соединительные детали покрываются в заводских условиях заводской изоляцией усиленного типа по типу ТУ заводов изготовителей, входящих в «Единый реестр материально-технических ресурсов допущенных к применению в производственной деятельности Общества, соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

Изоляция метанолопровода Ø57 и соединительных деталей малых диаметров применяется наружное защитное покрытие Карбофлекс ТУ 20.30.12-018-81433175-2018 производства ООО НПО «СпецПолимер» г. Москва.

Сварные стыки изолируются термоусаживающимися манжетами ТЕРМА-СТМП ТУ 22.21.42-001-82119587-2019 с замками по типу «Терма-ЛКА» производства ООО «Терма» г. Санкт-Петербург.

Заделка защитного покрытия при присоединении катодных выводов к трубе выполняется материалами аналогичными основному покрытию трубопровода.

Защита изоляционного покрытия труб от механических повреждений на участках мерзлых грунтов, скальных и щебенистых грунтах предусматривается устройством подушки и обсыпки трубы мягким минеральным грунтом.

Технические условия применяемых защитных покрытий и материалов надземных металлических сооружений должны соответствовать требованиям СТО Газпром 9.1-035-2014, выбор защитных покрытий предусматривается в соответствии с письмом ООО «Газпром проектирование» №13/02-4042 от 06.04.2021 г.

Для защиты надземных трубопроводов и технологического оборудования газосборной сети, а также строительных металлоконструкций применяется система покрытий по типу Армокот F100 ТУ 2312-047-23354769-2016 в два слоя общей толщиной не менее 150 мкм производства АО «Морозовский химический завод» пос. им. Морозова Ленинградская обл.

На кустах газовых скважин не подлежащих теплоизоляции технологических трубопроводов, предусмотрено покрытие по типу грунт-эмали СБЭ-111«Унипол» марки Б ТУ 2313-012-92638584-2013 в два слоя, производства АО «НПК КоррЗащита» г. Москва.

Участки трубопроводов подземной прокладки, выходящие из земли (переходы «земля-воздух»), имеют изоляцию с выходом над поверхностью земли на расстояние не менее 200 мм. При окраске надземной части газопровода, в соответствии с действующей НТД, лакокрасочные материалы наносятся на изоляцию с нахлестом до уровня земли для предотвращения воздействия солнечного излучения на защитное покрытие.

Цветовая гамма надземных сооружений, элементов узлов конструкций, трубопроводов предусматривается в соответствии с колористическими решениями Типовой книги фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», утвержденной Постановлением Правления ПАО «Газпром» от 16.12.2019 № 48.

Проектом предусматривается установка прокладок (ложементов) электроизолирующих по типу «ИЗОЛ» ТУ 1469-025-32989231-2015 производства АО «Делан» г. Москва между трубопроводами и опорами эстакад, запорной, регулирующей арматурой и фундаментами, основаниями (металлические, железобетонные и бетонные).

Защита металлических и железобетонных фундаментных конструкций от коррозии обеспечивается как первичными методами (применение коррозионностойких материалов и соблюдение дополнительных конструктивных требований), так и вторичными – нанесением на поверхности фундаментов лакокрасочных и мастичных покрытий.

Защита металлических и железобетонных конструкций от коррозии предусматривается в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017, с учетом степени агрессивного воздействия сред, условий эксплуатации, а также совместимости материалов при применении покрытий для данного климатического района в соответствии с требованиями ГОСТ 9.401-91.

Защита строительных металлоконструкций эксплуатируемых в грунте в пределах слоя попеременного замораживания и оттаивания выполняется покрытием по типу «Армокот V500» ТУ 2312-042-23354769-2016 в два слоя по слою грунтовок «Армокот 01» производства АО «Морозовский химический завод» пос. им. Морозова Ленинградская обл.

Защита железобетонных фундаментных конструкций от коррозии обеспечивается покрытием по типу мастики битумно-полимерной «Транскор-Газ» ТУ 5775-004-32989231-2015 производства АО «Делан» г. Балашиха Московской обл.

Нанесение всех систем защитных покрытий необходимо выполнять на основании инструкций по нанесению данных составов заводов-изготовителей.

Ингибиторная защита

Проектом предусматривается ингибиторная защита на кустах газовых скважин с вводом раствора ингибитора коррозии (РИК) СОНКОР 9020 согласно рекомендациям ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 4%-ной концентрации через ингибиторный клапан на забой скважин, в газопровод перед угловым дроссельным клапаном и в газовый коллектор на выходе с каждого куста газовых скважин (КГС). Поступление раствора ингибитора коррозии на УППГ-4 предусмотрено по метанолопроводу с УКПГ-3.

Выбор ингибитора коррозии СОНКОР 9020 обоснован:

- устойчивостью к воздействию низких температур до минус 60°C и отсутствию осадка;
- полной растворимостью в спирте;
- комплексом защитных и технологических свойств.

Расход, концентрация РИК и периодичность подачи должны быть уточнены в процессе эксплуатации по результатам коррозионного мониторинга и исследований.

Мониторинг внутренней коррозии

В соответствии с СТО Газпром 9.3-011-2011 для оценки эффективности противокоррозионной защиты в процессе эксплуатации необходимо осуществлять коррозионный мониторинг следующими методами:

- визуально-инструментальный контроль внутренней поверхности оборудования;
- методы неразрушающего контроля, включая ультразвуковой контроль и радиационный контроль) и др., позволяющие контролировать толщину стенки трубопроводов;
- установка в агрессивной среде датчиков с образцами-свидетелями (купонами потери веса) с последующим определением скорости коррозии (гравиметрический или весовой метод);

- введение датчиков, измеряющих скорость коррозии (датчики электрического сопротивления);
- определение содержания агрессивных компонентов газа и жидких сред (парциальные давления, концентрация ионов, минерализация, рН, механические примеси и т.д.);
- мониторинг содержания продуктов коррозии: содержание ионов железа, осадкообразование и т.д.;
- определение остаточного содержания ингибитора в пластовой среде, поступающей на УКПГ;
- проведение статистической обработки коррозионных повреждений технологического оборудования и их связи с агрессивностью среды.

Решения по мониторингу внутренней коррозии приняты на основании отчета о научно-исследовательской работе «Оценка коррозионной агрессивности двуокиси углерода в составе природного газа Чайядинского НГКМ. Подбор эффективных средств защиты трубопроводов и оборудования от коррозии и разработка системы коррозионного мониторинга Чайядинского НГКМ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

Для осуществления мониторинга внутренней коррозии в рамках разработки данного раздела предусматривается установка узлов контроля скорости коррозии (УКСК) подсистемы коррозионного мониторинга ПКМ-ТСТ-КонтКорр ТУ 3435-009-93719333-2012 производства Акционерное Общество «Трубопроводные системы и технологии» г. Щелково, Московская обл.

В состав УКСК включаются:

- образцы (гравиметрические) свидетели ИИГ (ПКМ-ТСТ-КонтКорр-ИИГ);
- датчики электрического сопротивления – датчик ИИС (ПКМ-ТСТ-КонтКорр-ИИС).

Места установки УКСК:

- в трубопроводной обвязке обсадных колонн газовых скважин КГС №№ 71, 82, 89, 91, 106;
- на выходе газовых коллекторов с КГС №№ 71, 82, 89, 91, 106.

Контроль скорости коррозии по образцам свидетелям, как правило, осуществляется только по потере массы путем взвешивания. В свою очередь работа датчика ИИС обусловлена изменением его электрического сопротивления за счет уменьшения толщины измерительного элемента датчика.

Контролируемая зона образцом свидетелем ИИС – нижняя образующая.

Контролируемые зоны датчиком ИИГ – верхняя образующая, середина потока и нижняя образующая.

Выбор конструкции УКСК осуществляется исходя из конструктивных особенностей объекта контроля, при диаметре трубопровода до 159 мм – фланцевое соединение, при диаметре трубопровода 159 мм и более – приварное.

Исходя из условий доступа, образцы свидетели ИИГ и датчики ИИС устанавливаются по верхней образующей трубы.

Датчик ИИС подключается к блокам контроллеров ПКМ-ТСТ-КонтКорр по кабельным линиям. Передача параметров о скорости внутренней коррозии отражена в гл. 6 «Система коррозионного мониторинга, дистанционный контроль и управление оборудованием электрохимической защиты».

По трассе газосборного коллектора с КГС № 91 в подземном исполнении устанавливаются электроизмерительные матрицы с учетом рельефа местности (наличие пониженных участков и переходов от пониженных к повышенным участкам и наоборот и т.д.).

Подключение электроизмерительных матриц к блокам контроллеров ПКМ-ТСТ-КонтКорр осуществляется по кабельным линиям. Сбор данных осуществляется в автоматическом режиме и сохраняется во внутреннюю память блоков контроллеров ПКМ-ТСТ-КонтКорр.

Перенос данных на рабочее место, ответственного персонала по контролю скорости внутренней коррозии производится с помощью специализированного переносного терминала для сохранения данных о внутренней коррозии и возможной дальнейшей ее обработки.

Электрохимическая защита

ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию сооружений на всем их протяжении (и на всей их поверхности) таким образом, чтобы значения поляризационных потенциалов на трубопроводе имели значение (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

ЭХЗ не распространяется на элементы металлических конструкций, эксплуатирующихся в атмосферных условиях (надземные сооружения).

Все подземные сооружения, выполненные из неметаллических материалов, не подлежат ЭХЗ

Предусматривается отдельная схема ЭХЗ трубопроводов с установкой электроизолирующих соединений – вставок электроизолирующих (ВЭИ) для электрического разъединения проектируемых газосборных коллекторов и метаноопроводов от КГС и газосборного коллектора КГС № 91 от внутриплощадочных сооружений УППГ-4.

ЭХЗ от коррозии вновь строящихся сооружений проектируется с учетом ЭХЗ соседних трубопроводов и сооружений, и будущего перспективного строительства подземных металлических коммуникаций.

Проектирование ЭХЗ подземных коммуникаций выполняется на основании данных инженерных изысканий и анализа опыта эксплуатации средств ЭХЗ, применяемых в аналогичных условиях.

Объекты ЭХЗ

5.3.1. В соответствии с ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016, СТО Газпром 9.2-002-2019 и СТО Газпром 9.2-003-2020 объектами ЭХЗ являются подземные стальные сооружения:

- коллектор газосборный от куста газовых скважин №71. УППГ-4;
- коллектор газосборный от куста газовых скважин №82. УППГ-4;
- коллектор газосборный от куста газовых скважин №89. УППГ-4;
- коллектор газосборный от куста газовых скважин №91. УППГ-4;
- коллектор газосборный от куста газовых скважин №106. УППГ-4;
- метанолопроводы к кустам газовых скважин;
- обсадные колонны газовых скважин.

Станции катодной защиты

Ввиду сложных климато-географических условий района эксплуатации, ведущих к увеличению времени на организацию и выполнению мероприятий, направленных для обеспечения обслуживания и ремонта средств ЭХЗ, а также для исключения простоев и перерывов в действии системы катодной защиты в соответствии с п.ЖЗ ГОСТ Р 51164-98, применяются станции катодной защиты (СКЗ) со 100% резервированием в цепях преобразования и нагрузки с обеспечением автоматического перевода на резервные элементы при отказе основных

ЭХЗ газовых коллекторов от КГС №№ 71, 82, 89 и 106 врезающиеся в существующие газосборные коллекторы от КГС №№ 73, 95, 88 и 108, осуществляется от существующей системы ЭХЗ газосборной сети, запроектированной в рамках этапов 3.1, 3.2.

ЭХЗ газового коллектора от КГС № 91 предусматривается путем его подключения к существующей СКЗ КМО НГК-ИПКЗ-Евро 2,0(48)-У2-М8(5), запроектированной в рамках этапов 3.1, 3.2, в БКЭС на УОК № 4-1.

Подключение СКЗ к защищаемым сооружениям (точки дренажа) осуществляется в КИП.

Анодные заземления

Выбор типа и конструкции анодных заземлений должны опираться на данные о геофизической обстановке в районах прохождения трасс проектируемых коммуникаций (данные ВЭЗ), а также с учетом конструктивных особенностей защищаемых сооружений и наличия смежных сооружений.

В качестве анодных заземлений применяются глубинные (ГАЗ) и подповерхностные анодные заземления.

ГАЗ выполняются из малорастворимых анодных заземлителей «Менделеевец»-МТГ и «Менделеевец»-МГБ производства ЗАО «Химсервис» г. Новомосковск, устанавливаемые в заранее пробуренные скважины с последующей засыпкой внутрискважинной

полости коксо-минеральным активатором (КМА). Глубина установки от 15 до 200 м. ГАЗ размещаются за территорией площадок КГС.

На площадках КГС устанавливаются анодные заземлители «Менделеевец» - 4МГБ-9х10(ПКЗ-ПвПп)-ТМ.Г в заранее пробуренные скважины с последующей засыпкой внутрискважинной полости КМА, глубина установки 9 м.

Подключение всех анодных заземлений к СКЗ осуществляется через КИП, при необходимости через КИП с блоком совместной защиты (БСЗ) – КИП.ЭФС.БСЗ производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва для обеспечения контроля и регулирования электрических параметров анодных заземлений.

Анодные заземления независимо от условий их эксплуатации проектируются на срок службы не менее 30 лет.

Дренажные и анодные линии

Линии постоянного тока к точкам дренажа и анодным заземлениям выполняются медным двухжильным кабелем в двойной полимерной изоляции сечением медной жилы не менее 25 мм², который прокладывается по кабельным эстакадам с шагом крепления 1 м, в земле на глубине 1 м.

Кабель имеет внешнюю изоляцию из ПВХ композиции пониженной пожароопасности, защитный покров типа БШв: броня из двух стальных оцинкованных лент и защитный шланг из ПВХ композиции пониженной пожароопасности, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением. Внутренняя оболочка кабеля выполнена из ПВХ пластика пониженной пожароопасности.

Для ввода/вывода кабеля из здания предусмотрены кабельные вводы соответствующие требованиям федерального закона № 123-ФЗ и ГОСТ 31565-2012.

При подземной прокладке кабельных линий кабели прокладываются в траншеях и имеют снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем песка или измельченной земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

При пересечении кабельными линиями автодорог и подземных коммуникаций кабель прокладывается в хризотилцементных трубах Ø100.

Контрольно-измерительные и контрольно-диагностические пункты

Для контроля за работой средств ЭХЗ на подземных трубопроводах в соответствии с п.п. 6.1.10, 6.1.11 ГОСТ Р 51164-98, п.5.6 СТО Газпром 9.2-003-2020 устанавливаются следующие устройства:

- контрольно-диагностические пункты (КДП) – устройство, оборудованное сенсорными устройствами и датчиками контроля поляризованного потенциала, скорости коррозии (в том числе коррозии под изоляционным покрытием, защитного тока, интенсивности поглощения водорода, pH и др. согласно НТД);

- контрольно-измерительные пункт (КИП) – устройство, оборудованное сенсорными устройствами и датчиками контроля поляризованного потенциала.

КИП и КДП устанавливаются на расстоянии не более 0,2 м от оси трубопровода.

Электрохимическая защита переходов трубопроводов через искусственные и естественные преграды

При прокладке трубопроводов в защитных кожухах на переходах через преграды, ЭХЗ кожухов от подземной коррозии предусматривается в соответствии с п.8.5 СТО Газпром 9.2-002-2019, и выполняется установками протекторной защиты (УПЗ).

УПЗ состоят из групп протекторов. В качестве протекторов применяются комплекты магниевые протекторы МПМ производства ООО «Энергофинстрой» г. Москва.

Временная электрохимическая защита

Временная ЭХЗ на основании требований п. 7.2 СТО Газпром 9.2-002-2019 выполняется с помощью УПЗ.

Система коррозионного мониторинга, дистанционный контроль средств электрохимической защиты

Коррозионный мониторинг – наблюдение и сбор данных коррозионного состояния объекта, оценка и анализ коррозионного состояния объекта, его изменения под влиянием внешних и внутренних факторов во времени, а также прогнозирование этих изменений.

Дистанционный контроль средств ЭХЗ и коррозионный мониторинг разрабатывается в соответствии с СТО Газпром 9.4-023-2013 и на основе базовых технических решений УПР.СКМ-01-2019.

Сбор информации от МСЭ, ИКП и передача этой информации в модуль телеметрии НГК-СКМ, входящий в состав СКЗ, осуществляется по кабельным линиям и выполняется в рамках данного раздела. Передача информации от НГК-СКМ предусматривается в АСУТП промысла через интерфейс RS485 по протоколу обмена Modbus RTU.

Проектом предусмотрено передача данной информации на автоматизированное рабочее место (АРМ) инженера ЭХЗ службы ЭВС Чаяндинского НГКМ ООО «Газпром добыча Ноябрьск» с функциями оперативного контроля, управления и регулирования оборудованием ЭХЗ посредством системы телемеханики промысла.

АРМ инженера ЭХЗ реализован на программно-технических средствах АСУТП промысла.

Электроснабжение средств электрохимической защиты

Электроснабжение СКЗ осуществляется от низковольтных щитов РУ-0,4 кВ БКЭС и РУ-0,4 кВ производственных зданий УППГ-4 по третьей категории обеспечения надежности.

При организации контуров защитных заземлений технологического оборудования и сооружений в качестве заземляющих устройств, применяются оцинкованные материалы.

Не допускается металлическая связь между защитными заземлениями и ограждениями, противоподкопной сеткой и др. аналогичными строительными конструкциями.

14 Автоматизация технологических процессов

Объекты автоматизации 4-го этапа обустройства Чайядинского НГКМ приведены в таблице 66.

Таблица 66 – Объекты автоматизации 4-го этапа обустройства Чайядинского НГКМ

Шифр	Наименование объекта
<i>Кусты газовых скважин и система сбора газа</i>	
Кг.071	Куст газовых скважин №71. УППГ-4
Кг.082	Куст газовых скважин №82. УППГ-4
Кг.089	Куст газовых скважин №89. УППГ-4
Кг.091	Куст газовых скважин №91. УППГ-4
Кг.106	Куст газовых скважин №106. УППГ-4
КУ.091	Крановый узел №90-91 на врезке ГК от пл. КГ №90 в ГК от пл. КГ №91. УППГ-4
КУ.91м	Крановый узел №91 на метанолопроводе к пл. Кг №91. УППГ-4
УОК.091	Узел охранного крана на коллекторе газосборном от Кг №91. УППГ-4

В настоящем проекте представлены решения по расширению следующих систем автоматизации:

- Система оперативного диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (далее – СОДУ) – расширение на объекты «Обустройство Чайядинского НГКМ. Этап 4»;
- Автоматизированная система управления технологическими процессами установки предварительной подготовки газа 4 (далее – АСУ ТП УППГ-4) – расширение на кусты газовых скважин №71, №82, №89, №91, №106 и узла охранного крана УОК.091.

Автоматизация объектов УППГ-4 Чайядинского НГКМ предусматривается на средствах автоматизированной системы управления технологическими процессами УППГ-4 – АСУ ТП УППГ-4. Создание АСУ ТП УППГ-4 предусмотрено проектом «Обустройство Чайядинского НГКМ. Этапы 3.1, 3.2».

Вышестоящей системой управления для АСУ ТП УППГ-4 является система оперативно-диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

При создании АСУ ТП УППГ-4 Чайядинского НГКМ в рамках реализации проекта «Обустройство Чайядинского НГКМ. Этапы 3.1, 3.2» применяется программно-технический комплекс «Промысел-1» производства ПАО «Газпром автоматизация» (г. Москва) на базе программируемых логических контроллеров «ТЕКОН» и программно-обеспечения SCADA «ТЕКОН» (производства ГК «ТЕКОН», г. Москва).

Система оперативно-диспетчерского управления реализована на базе программного обеспечения PI System производства компании Osisoft (США) и дополнительных программных модулей производства ООО «ИндаСофт» (г. Москва).

Оперативное управление объектами УППГ-4 предусматривается из единого пункта в операторной СЭБ на площадке УКПГ-3 с постоянным круглосуточным пребыванием оперативного персонала. Резервный пункт управления объектами УППГ-4 предусматривается в производственном здании на площадке УППГ-4 – на время пуско-наладочных, регламентных, ремонтных работ.

Диспетчерский контроль над объектами добычи газа Чайнинского НГКМ предусматривается с АРМ диспетчера, которые расположены:

- в операторной СЭБ на площадке УКПГ-3 – в составе пульта оператора УКПГ/УППГ;
- в диспетчерской в здании АБК 2 в г. Ноябрьск – центральный диспетчерский пункт;
- в диспетчерской в здании АБК 1 в г. Ноябрьск – резервный диспетчерский пункт.

АСУ ТП УППГ-4 представляет собой территориально-распределенную, многоуровневую, иерархическую автоматизированную систему управления и предназначена для автоматизированного контроля и управления в реальном масштабе времени технологическими процессами добычи, промысловой подготовки газа к транспорту, а так же процессами вспомогательного назначения объектов установки предварительной подготовки газа УППГ-4 Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения, с обеспечением противоаварийной защиты оборудования и высокой степени автоматизации.

Предусматривается подключение к АСУ ТП УППГ-4 средств автоматизации вновь проектируемых кустов газовых скважин УППГ-4 и крановых узлов системы сбора газа, перечень которых приведен в таблице 66.

Для автоматизации вновь проектируемых объектов предусматриваются шкафы управления (ШУ КГС). ШУ КГС выполнены на ПТК «Промысел-1» (разработчик – ПАО «Газпром автоматизация», г. Москва) на базе программируемых логических контроллеров «ТЕКОН» (производства ГК «ТЕКОН», г. Москва).

Сегмент СОДУ ООО «Газпром добыча Ноябрьск» для управления производственно-технологическим комплексом Чайнинского НГКМ (далее – сегмент СОДУ) предназначен:

- для автоматизированного контроля технологическими процессами объектов добычи и промысловой подготовки газа (конденсата) на Чайнинском НГКМ;
- для предоставления диспетчерскому персоналу предметно- и объектно-ориентированной информации для принятия эффективных, своевременных и обоснованных решений по управлению технологическими процессами.

Существующий сегмент СОДУ для управления производственно-технологическим комплексом Чайнинского НГКМ реализован на следующих уровнях управления:

- уровень газодобывающего предприятия ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (далее – ГДП);
- уровень Чайнинского НГКМ.

Источниками технологической информации сегмента СОДУ являются АСУ ТП, АСУ Э, АСПС, КЗиПТ технологических комплексов Чайнинского НГКМ.

Система обеспечивает централизованный сбор и архивирование технологической информации с производственных объектов Чайядинского НГКМ и предоставляет ее на уровне диспетчерского управления, руководителям и специалистам неоперативных служб ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Целями расширения сегмента СОДУ являются:

- сбор технологической информации о вновь проектируемых объектах;
- расширение функций диспетчерского контроля в отношении вновь проектируемых объектов;
- передача данных на уровень М АСДУ ЕСГ и смежные системы с учетом вновь проектируемых объектов;
- контроль технологического процесса как вновь проектируемых объектов, так и всей технологической цепочки в целом;
- автоматизированная передача режимных заданий на уровень систем автоматизации Чайядинского НГКМ в отношении вновь проектируемых объектов.

Расширение сегмента СОДУ предусматривается на всех уровнях управления.

В рамках этапа 4 обустройства Чайядинского НГКМ телемеханизации подлежат следующие объекты добычи и транспорта газа:

- кусты газовых скважин (КГС);
- трубопроводы сбора газа (СГ) с площадками крановых узлов (КУ) и узлом охранного крана (УОК).

На каждом КГС для автоматизации технологических процессов, контроля и управления технологическими объектами, размещаемыми на площадке куста, предусмотрен ШУ КГС.

Информация от всех ШУ КГС передается в АСУ ТП УППГ-4 на АРМ оператора УППГ-4, расположенный на пульте управления УППГ-4 в производственном здании с операторной и узлом связи (поз. ГП 50).

Площадка узла охранного крана на коллекторе газосборном от Кг №91 (УОК.091) находится в непосредственной близости от существующей площадки узла охранного крана ГК от пл. Кг №99, 100, 103, 108 (УОК.108.4). Телемеханизация площадки УОК.091 осуществляется с помощью существующего КП УОК.108.4, размещаемого в БКЭС площадки УОК.108.4. Контролируемый пункт КП УОК.108.4 предусмотрен проектом «Обустройство Чайядинского НГКМ. Этапы 3.1, 3.2».

Информация о кране УОК.091 от КП УОК.108.4 передается по существующим каналам связи в АСУ ТП УППГ-4 на АРМ оператора УППГ-4, расположенный на пульте управления УППГ-4 в производственном здании с операторной и узлом связи (поз. ГП 50).

15 Перечень инновационной, в том числе нанотехнологической продукции, примененной при разработке проектной документации

В соответствии с Реестром инновационной продукции и «положением о внедрении в ПАО «Газпром» инновационной продукции...» в проектной документации по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этап 4» предусмотрена следующая инновационная продукция:

- системы подачи ингибитора СПИ-03-02 производства ООО НПФ «Вымпел» (рег. № 1.40.50.3);
- модуль автоматизированной технологической обвязки скважин типа МОС1, МОС2 и его модификации производства ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» (рег. № 1.40.1.1);
- подсистемы коррозионного мониторинга ПКМ-ТСТ-КонтКорр производства ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» (идентификационный номер продукции 1.23.12.1);
- магнетитовые аноды (анодные заземлители) производства ЗАО «Производственная компания «Химсервис» имени А.А. Зорина» (идентификационный номер продукции 1.23.6.1).

Заключение

Проектной документацией «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этап 4» предусматривается подключение дополнительных кустов газовых скважин №№71, 82, 89, 91, 106 к УППГ №4. Предусматривается поэтапный ввод технологических объектов.

По результатам технико-экономического сравнения (выполнено на этапе ОТР) к дальнейшему рассмотрению принята коллекторно-лучевая схема сбора газа к УППГ-4. Метанолопроводы диаметром 57мм прокладываются параллельно газосборным коллекторам.

Предлагаемые Проектные решения по объекту «Обустройство Чаяндинского НГКМ. Этапы 4» должны обеспечить:

- непрерывность процесса подготовки газа и конденсата;
- применение высокопроизводительного блочного оборудования, автоматизированных систем управления технологическими процессами;
- безопасность производства;
- рациональное расходование топливно-энергетических ресурсов и материалов;
- поставку плановых объемов газа и конденсата.



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

**ОБУСТРОЙСТВО ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ.
ЭТАП 4**

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Объекты обустройства

Книга 1. Текстовая часть

**Ведомость картографических материалов,
применяемых в электронной версии документации**

0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-КМ

Согласовано			
Индв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	

№	Краткое наименование тома (книги)	Обозначение тома (книги)	Номер страницы	Номер рисунка	Краткое наименование рисунка	Реквизиты лицензионного договора	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Картографические материалы отсутствуют	-	-	-	-	-	-

						0349.016.П.4.0004-ПЗ1.1-КМ			
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Ведомость картографических материалов, применяемых в электронной версии документации	Стадия	Лист	Листов
Составил	Ведров						П		1
							