



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Инв.№ 199449

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

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН К
СУЩЕСТВУЮЩИМ МОЩНОСТЯМ I И II ОЧЕРЕДЕЙ АГКМ
(ЭТАП 3)**

(Договор № 051-1000010/0074.056.001.2018/0005-2.1)

Этап 1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1

Том 1.1



Бюро ГИП



* К К 1 9 9 4 4 9 *

2022



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

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

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН К
СУЩЕСТВУЮЩИМ МОЩНОСТЯМ I И II ОЧЕРЕДЕЙ АГКМ
(ЭТАП 3)**

(Договор № 051-1000010/0074.056.001.2018/0005-2.1)

Этап 1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1

Том 1.1

Главный инженер
Нижегородского филиала
Главный инженер проекта



Д.Г. Решин
В.О.Галинский

Инва.№ подл. 199449	Подпись и дата	Взамен инв. №
------------------------	----------------	---------------

Обозначение	Наименование	Примечание
0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-С	Содержание тома 1.1	2
0074.056.П.1/0.0003-СП	Состав проектной документации	Отдельный том
0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-ТЧ	Текстовая часть	3-45
0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-КМ	Ведомость картографических материалов, применяемых в электронной версии документации	46-47

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подпись и дата	

Инв. № подл	199449
-------------	--------

						0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-С		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Содержание тома 1.1		
Разработал	Галинский			<i>С.И.</i>	08.22			
Н.контр.	Шишкин			<i>С.И.</i>	08.22	Стадия	Лист	Листов
ГИП	Галинский			<i>С.И.</i>	08.22	П		1





Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

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

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН К
СУЩЕСТВУЮЩИМ МОЩНОСТЯМ I И II ОЧЕРЕДЕЙ АГКМ (ЭТАП 3)**

(Договор № 051-1000010/0074.056.001.2018/0005-2.1)

Этап 1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

Текстовая часть

0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-ТЧ

Список исполнителейБюро ГИПов

Главный инженер проекта

05.08.22

В.О. Галинский

*(подпись, дата)*Технический отдел

Нормоконтролер

05.08.22

М.В. Шишкин

(подпись, дата)

Заверение проектной организации о соблюдении действующих норм, правил, стандартов

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

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

Главный инженер проекта



В.О. Галинский

Заключение проектной организации

Проектная документация по объекту «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)» Этап 1 разработана в соответствии с:

– Изменением № 2 к на проектирование «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)» Этап 1, утвержденным заместителем Председателя Правления – начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним;

– техническими требованиями на проектирование «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)» Этап 1;

– техническими условиями;

– техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий.

Главный инженер проекта



В.О. Галинский

Заключение о применении утвержденных альбомов УПР

При разработке проектной документации применялись следующие альбомы унифицированных проектных решений:

– УПР.СКМ-01-2019. «Системы дистанционного коррозионного мониторинга объектов ПАО «Газпром»;

– УПР.ЭХЗ-01-2019. «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии»;

– УПР.ЭХЗ-02-2019. «Типовые схемы электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии».

При разработке проектной документации инновационная и высокотехнологичная продукция (технологии) не применялись.

Проектная документация не содержит материалы ограниченного доступа (государственная тайна).

Проектная документация откорректирована по замечаниям экспертизы ПАО «Газпром» (письмо ПАО «Газпром» № 06/47/2-2688 от 31.05.2022).

Главный инженер проекта



В.О. Галинский

Содержание

Заверение проектной организации о соблюдении действующих норм, правил, стандартов	2
Заключение проектной организации	3
Заключение о применение утвержденных альбомов УПР	4
Перечень таблиц	6
Обозначения и сокращения	7
1 Основание для разработки	8
2 Исходные данные	9
3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района на территории которого предполагается осуществлять строительство	10
3.1 Климатическая характеристика	10
3.2 Географическая характеристика	11
3.3 Инженерно-геологическая характеристика	13
3.4 Гидрологические условия	14
4 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства. Обоснование выбранного варианта трассы	16
5 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта	17
6 Техничко-экономические характеристики проектируемого линейного объекта	22
7 Сведения о земельных участках, изымаемых в пользование	23
8 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства	27
9 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения правообладателям земельных участков, - в случае их изъятия во временное и (или) постоянное пользование	28
10 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах патентных исследований	29
11 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических	30
12 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	31
13 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости)	32
14 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и сроки ввода в эксплуатацию	33
15 Информация о применении в проектных решениях инновационной и высокотехнологичной продукции (технологий)	39
Перечень нормативной правовой и нормативной документации	40

Перечень таблиц

Таблица 3.1 Характеристика района строительства.....	11
Таблица 5.1 Перечень и тип проектируемых скважин, подключаемых к УППГ-1	17
Таблица 5.2 Протяженность проектируемых газопроводов скважин	18
Таблица 5.3 Наименование и протяженность проектируемых автомобильных дорог.....	19
Таблица 5.4 Сведения по проектируемым воздушным линиям ВЛ 6кВ	19
Таблица 5.5 Сведения по проектируемым воздушным линиям ВОЛС	20
Таблица 6.1 Техничко-экономические показатели объекта.....	22
Таблица 7.1 Ведомость потребности земель по первому этапу.....	23
Таблица 14.1 Состав пластового газа АГКМ.....	33
Таблица 14.2 Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата.....	33

Обозначения и сокращения

АГКМ	Астраханское газоконденсатное месторождение
АГПЗ	Астраханский газоперерабатывающий завод
АРМ	автоматизированное рабочее место
АСПС	автоматизированная система пожарной сигнализации
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
БКЭС	блок-контейнер электроснабжения
ВИК	визуальный и измерительный контроль
ВКО	высокая коррозионная опасность
ВЛ	воздушная линия электропередач
ВЛЗ	воздушная линия с защищенными проводами
ГВК	газо-водяной контакт
ГКС	газоконденсатная смесь
ГКП	газоконденсатопровод
ГПУ	газопромысловое управление
ДКС	дожимная компрессорная станция
КИП	контрольно-измерительный пункт
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
ЛЭП	линия электропередач
НТД	нормативно-техническая документация
ОСР	общее сейсмическое районирование
ПГС	песчано-гравийная смесь
ПТ	пожаротушение
ПТС	подводно-техническое средство
ПУ	протекторная установка
ПУЭ	правила устройства электроустановок
САУ	система автоматического управления
СКЗ	станция катодной защиты
СКМ	система коррозионного мониторинга
СТУ	специальные технические условия
ТТ	технические требования
ТТР	температура точки росы
ТУ	технические условия
ТЭС	технико-экономическое сравнение
УКЗ	установка катодной защиты
ЦНИПР	центр научно-исследовательских и производственных работ
ЩПС	щебеночно-песчаная смесь
ЭО	эксплуатирующая организация
ЭХЗ	электрохимическая защита

1 Основание для разработки проектной документации

Основанием для разработки проектных решений по объекту «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)» Этап 1 являются:

– Протокол от 24.04.2019 № 03-62 совещания под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром В.А. Маркелова «О рассмотрении мероприятий по наращиванию объемов добычи газа на месторождениях Астраханского свода»;

– Договор № 1 от 21.08.2019 дополнительное соглашение № 1/051-1000010/0074.056.001.2018/0005-2, заключенный между ПАО «Газпром» и ООО «Газпром проектирование»;

– Поручение заместителя Председателя Правления - начальника Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютина от 06.06.2022 № 06-2664

2 Исходные данные

В основу разработки проекта положены следующие исходные данные:

– Задание на проектирование «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)», утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым 14 марта 2017г.

– Изменение 1 к Заданию на разработку проектной документации «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3), утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиным;

– Изменение 2 к Заданию на разработку проектной документации «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3), утвержденное Заместителем Председателя Правления - начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиным.

– Технологический проект разработки левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения в пределах лицензионных участков ООО «Газпром добыча Астрахань» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 09.09.2021 № 8238).

3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района на территории которого предполагается осуществлять строительство

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) – самое крупное в Европе и одно из крупнейших месторождений газа в России. Месторождение расположено в юго-западной части Прикаспийской низменности, в 70 км севернее областного центра г. Астрахани. Месторождение открыто в 1976 году и в 1986 году введено в опытно-промышленную эксплуатацию.

Производственной программой предприятия (первый этап проектирования) предусмотрена добыча газоконденсатной смеси Астраханского газоконденсатного месторождения и транспорт ее по шлейфам в зависимости от территориального расположения скважины до одной из существующих УППГ-1, 2, 4, 6, 9.

3.1 Климатическая характеристика

АГКМ расположено в Красноярском районе Астраханской области Российской Федерации в 60 км севернее г. Астрахань.

Район проектирования расположен в восточной части Астраханской области, в дельте реки Волга. Район проектирования граничит с Харабалинским, Наримановским, Володарским районами Астраханской области, на востоке граничит с Курмангазинским районом Республики Казахстан.

Климат района резко континентальный - с высокими температурами летом, низкими - зимой, большими годовыми и летними суточными амплитудами температуры воздуха, малым количеством осадков и большой испаряемостью.

Средняя годовая температура воздуха от 8,5⁰С до 10⁰С. В январе температура понижается до минус 5⁰С – минус 12⁰С, а в июле повышается до 27⁰С. Годовая сумма осадков колеблется от 180 – 200 мм на юге, до 280 – 290 мм – на севере. 75 % осадков выпадает в теплое время года. Зимой осадки выпадают в виде мокрого снега, дождя. Летом ливневые дожди сопровождаются грозами, иногда градом.

Северо-западная часть Астраханской области занимает почти срединное положение между экватором и северным полюсом. Продолжительность периода с температурой выше 0⁰С составляет от 235 до 260 дней.

Нормальное среднегодовое давление воздуха при 0⁰С составляет 755 мм рт. ст., в холодный период увеличивается до 760 мм рт. ст. В Астраханской области образуются местные ветры. В течение года преобладают ветры со скоростью 4 – 8 м/с, в отдельных случаях скорость возрастает до 11 – 20 м/с и более.

Область длительное время в году находится под влиянием Сибирского антициклона.

Это обуславливает преобладание ветра восточной четверти с усилением до 15 – 20 м/с уменьшение облачности, понижение температур воздуха и образование радиационных туманов. Также преобладает европейский антициклон (с мая по декабрь). Это приводит к резкому похолоданию весной и осенью, заморозки на поверхности почвы и в воздухе.

Области также присущи полярно-фронтальной и каспийский циклоны. В первом случае это выражается в преобладании северных ветров 9 – 14 м/с, выпадении снега, метель, понижение

температуры воздуха ранней весной и зимой; во втором – усилением юго-восточного ветра по мере продвижения на юго-восток европейской части России. Весной и поздней осенью снег, метель, гололед.

Положение региона в умеренных широтах определяет западный и северо-западный перенос воздушных масс со стороны атлантического океана преимущественно в виде циклонов. С их приходом связано выпадение осадков, уменьшение температуры воздуха летом и повышение ее зимой. Сто десять дней в году дуют восточные ветры различной интенсивности, часто сопровождающиеся пыльными бурями.

Малое количество осадков в сочетании с высокими температурами воздуха обуславливает сухость воздуха и почвы.

Участок расположения проектируемых сооружений находится на юго-востоке Русской равнины, в пределах Прикаспийской низменности, протягиваясь с севера-запада на юго-восток по обе стороны нижнего течения Волги, пересекающей Прикаспийскую низменность.

Ветры различных направлений создают резкие аномалии климата. Преобладают ветры восточных и юго-восточных направлений со средней скоростью от 4 до 5 м/с. В холодное время года они влажные холодные, в теплое – теплые и сухие.

Характеристика района строительства приводится в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Характеристика района строительства

Наименование показателя	Значение показателя	Обоснование
Климатический подрайон для строительства	III В	СП131.13330.2018
Расчетная зимняя температура наружного воздуха (температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98)	минус 23 °С	
Расчетная зимняя температура наружного воздуха (температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)	минус 21 °С	
Расчетное значение веса снегового покрова для I снегового района	0,8 кПа	СП 20.13330.2016
Нормативное значение ветрового давления для III ветрового района	0,38 кПа	
Сейсмичность района строительства	6	СП 14.13330.2018
Сейсмичность площадки (с учетом грунтовых условий)	6	

3.2 Географическая характеристика

Административное расположение объекта проектирования: Российская Федерация, Астраханская область, Красноярский район, на территории отвода земель Астраханского газоконденсатного месторождения.

Проектируемые объекты будут располагаться в пределах территории действующего предприятия, аварийно-буферной и 5 км зоны буферной зоны Астраханского газового комплекса. Близлежащие постоянные населенные пункты (удаленность от АГПЗ) – Комсомольский – 16000 м, Вишневый – 14500 м, Бахаревский – 12500 м, Досанг – 20500 м, Сеитовка – 6500 м, Степное – 9000 м.

Близлежащие временные населенные пункты (удаленность от АГПЗ) – Молодежный – 8000 м, ст.Аксаарайская – 6500 м. На территории Астраханского газоконденсатного месторождения абсолютные отметки высот рельефа составляют от минус 14,78 м до минус 21,84 м.

Рельеф местности - слабоволнистая равнина. Характерной особенностью рельефа является значительная его переработка в связи с промышленным освоением. Природный рельеф, в основном, не сохранился. Для площадок реконструкции и строительства характерен промышленный ландшафт добывающих скважин и шлейфов между ними. В местах расположения проектируемых объектов зоны с особыми условиями использования территории отсутствуют.

Ввиду месторасположения Красноярского района в полупустынной природной зоне, на данной территории распространены пустынные почвенно-растительные комплексы. К возможным неблагоприятным факторам природной среды в пределах территории изысканий можно отнести ветровую эрозию. Расстояние до ближайшего крупного водотока – р. Берекет – порядка от 8 до 10 км. Водоохранная зона составляет 100 м.

В условиях наличия санитарно-защитной зоны месторождения, сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство, а также туристическая деятельность отсутствуют. Параметры экономической системы муниципальных образований определяются функционированием кластера Астраханского газоконденсатного месторождения.

Промышленный комплекс представлен рядом предприятий, осуществляющих разведку, добычу и переработку газового конденсата, утилизацию и переработку отходов, производством тепловой энергии.

Пространственные особенности расселения населения района заключаются в тяготении к южной границе района, к Волго-Ахтубинской пойме.

В транспортной инфраструктуре района наибольшее значение имеет наличие проходящей через территорию муниципального образования автомагистрали сообщением «Астрахань – Волгоград». В пределах территории МО действует железнодорожная станция Приволжской железной дороги. В районе станции «Аксаарайская» размещен газоперерабатывающий завод, промышленная база для обслуживания объектов комплекса месторождения. Транспортное сообщение в пределах месторождения между площадками скважин осуществляется по автодорогам с твердым покрытием и частично по грунтовым дорогам.

Негативные влияния техногенной среды на природные условия определены наличием крупного Астраханского газоперерабатывающего завода и всего месторождения в целом.

Особенности современного рельефа Астраханской области определили следующие основные факторы: тектонический, палеогеографический, орографический и климатический.

Тектонический фактор выражается в том, что территория приурочена к платформе и в северо-восточной части области активно проявляется солянокупольный тектогенез. Палеогеографический фактор указывает на то, что поверхность представляет собой обнажившееся от 10 до 15 тыс. лет назад морское дно мелководного хвалынского моря. Орографический фактор свидетельствует о наклоне поверхности (от 2 до 7 см на 1 км) в сторону Каспийского моря. Климатический говорит о том, что на всём протяжении континентального периода после регрессии хвалынского моря здесь господствует аридный тип климата.

Одним из наиболее важных факторов рельефообразования, действующих на описываемой территории является ветер.

В пределах региона развиты современные формы рельефа эолового происхождения. Рельеф эоловые равнины представлен бугристо-грядовыми закрепленными и полужакрепленными песками, барханами и котловинами выдувания. Гряды формируются из отдельных песчаных бугров, соединенных между собой седловинами, и чередуются с понижениями, имеющими единую западную и северо-западную ориентацию. Среди закрепленных и полужакрепленных песков отмечаются участки активного развеивания барханного типа, лишенные растительности.

Характерным для Красноярского административного района является полупустынный ландшафт с многочисленными, покрытыми редкой растительностью песчаными холмами и грядами незакрепленными песками. Территорию района в ландшафтном отношении составляют: пашни, сенокосы, полупустынные пастбища.

Растительность представлена бедным видовым составом. Древесной растительности почти нет, встречаются единичные экземпляры тополей и верб вблизи лиманов и ложбин. Преобладает степная, полупустынная растительность – черная полынь, верблюжья колючка, мхи и лишайники на повышенных участках равнины. В пониженных элементах рельефа развит луговой травостой пырей, типчак, камыш, осока.

3.3 Инженерно-геологическая характеристика

Район работ расположен в пределах Прикаспийской низменности, которая совпадает с обширной Прикаспийской синеклизой, выполненной толщей осадочных пород огромной мощности (от 10 до 12 км) палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

В геологическом строении осадочного чехла территории АГКМ принимают участие отложения от четвертичных до девонских. Геологический разрез АГКМ характеризуется весьма сложным строением. С поверхности изучаемый геологический разрез территории сложен современными эоловыми и верхнечетвертичными отложениями.

Четвертичная система помимо голоцена (современные отложения) представлена отложениями нижнехвалынского, нижнехазарского и бакинского горизонтов. Нижнехазарские отложения, залегающие трансгрессивно на поверхности бакинских осадков, в районе работ имеют гетерогенное строение и повсеместное распространение.

В западной части территории Астраханского ГКМ, прилегающей к Волго - Ахтубинской пойме, подошвенные глины толщиной до 24 м сменяются вверх по разрезу песками толщиной до 18 м с тонкими прослойками глин.

Восточнее происходит замещение песков на глины, толща хазарских осадков принимает, в основном, трехслойное строение (глина - песок - глина).

Толщина песков достигает 15 м, постепенно уменьшаясь в юго-западном направлении. В северо- восточной части и на севере территории хазарские отложения представлены исключительно глинистой толщей.

В северо-западной части разрез отложений хазарского возраста представлен чередованием песка и глины. Глины серые, светло-серые различных оттенков, плотные, тонкодисперсные, с землистым полураковистым изломом, прослоями алевритистые, слабоизвестковистые, в кровле толщи - загипсованные. Песок - светло-серый, серый, желтовато-серый, мелко - и среднезернистый, хорошо отсортированный, алевритистый, слабоизвестковистый с обломками и целыми створками раковин фауны.

Кровля хазарских отложений залегает в пределах глубин от 17 до 28 м. Нижнехвалынский мариний (mIII hv1) представлен глинами, почти полностью слагающими разрез, пески распространены в составе комплекса в виде линз и прослоев.

Глины - коричневые, бурые с серым оттенком, плотные, тонкодисперсные, с землистым и полураковистым изломом, прослоями алевролитистые, слабоизвестковистые. Пески, в основном - желтые, но с глубиной цвет их приобретает различные оттенки: от бурого в кровле слоя до серого - в подошве. Пески - от пылеватых до мелкозернистых с увеличением зернистости с глубиной, хорошо отсортированные, слабослюдистые, редко – алевролитистые, с обломками и целыми створками раковин.

Отложения нижнехвалынского возраста залегают на размытой поверхности хазарских осадков. Разрез их представлен либо глиной, либо песком, реже песком и глиной. Толщина глин изменяется от 4 до 16 м. Толщина песков - 0 до 5 м.

Толщина нижнехвалынских осадков изменяется от 7 до 22 м. Верхнехвалынский мариний (mIII hv2). Верхнехвалынские слои встречаются повсеместно. Они соответствуют осадкам позднехвалынской трансгрессии Каспийского моря и являются субстратом для формирования современного рельефа.

Морские верхнехвалынские отложения, в основном, представлены песками желтыми, буровато-желтыми, светло-бурыми, тонкозернистыми, отсортированными с обломками кремнистых пород, с обломками и целыми створками раковин моллюсков.

Толщина слоя песков составляет от 1,0 до 6,3 м. Они имеют бурый и светло-бурый цвет, плотные, неслоистые, загипсованные, известковистые. Общая толщина верхнехвалынских осадков изменяется в пределах от 1,0 до 10 м.

Отложения четвертичной системы на изучаемом участке территории представлены нерасчлененной толщей современных эоловых и позднечетвертичных хвалынских морских (vQIV+mQIIIhv) песков, подстилаемых верхнечетвертичными морскими песками, суглинками, супесями и глинами.

Эоловые и морские хвалынские отложения представлены практически идентичными пылеватыми песками. Глины и суглинки площадного распространения не получили, залегают линзовидно. Суглинки - неслоистые, загипсованные, известковистые. Глины - плотные, тонкодисперсные, с землистым и полураковистым изломом, прослоями алевролитистые, слабоизвестковистые.

Пелитовая фракция представлена агрегатами гидрослюды с примесью монтмориллонита. Фракции от 1 до 0,01 мм представлены, в основном, зернами кварца (от 67 до 82 %), полевых шпатов (12 %), обломками кальцитовой фауны, чешуйками слюды и др. Непосредственно на территории работ в геологическом строении до исследованной глубины 3,0-30,0 м, принимают участие верхнечетвертичные и современные аллювиальные (aQIII-IV) песчаные и глинистые отложения. Поверхность участка работ относительно ровная, плоская, с абсолютными отметками минус 23,16 - минус 11,32 м.

3.4 Гидрологические условия

В гидрогеологическом отношении район проектируемых работ находится на юго-западном окончании Прикаспийского артезианского бассейна и является весьма напряженной гидродинамической зоной. Это обусловлено, в основном, затруднительным положением водоносных горизонтов Астраханского свода, ограниченных с юга глубинным разломом, препятствующим движению подземных вод из Прикаспийского бассейна на юг.

В связи с этим на своде, происходит формирование линз подземных вод высокой закрытости. Участок работ характеризуется сложными гидрогеологическими условиями. Здесь, наряду с линзами пресных вод, весьма широко распространены высокоминерализованные воды и рассолы.

В пределах изучаемого участка наблюдается один водоносный горизонт в верхнехвалынских слоях четвертичных отложений. Водоносный горизонт имеет повсеместное распространение.

По химическому составу подземные воды хлоридные натриевые, по степени минерализации соленые (38,8 – 38,6 г/л), кислые (рН = 6,9 – 7,0), очень жесткие (130,0 Ммоль/дм³).

На момент проведения инженерных изысканий до изученной глубины 20,0 м, встречены безнапорные подземные воды на глубинах от 0,60 (скв. 449/14) до 5,20 м. (скв. 454/2) (абсолютные отметки составляют от «минус» 20,90 до «минус» 20,74 м) от поверхности земли, установившийся уровни зафиксированы на тех же глубинах.

Амплитуда сезонных колебаний уровня грунтовых вод на участке строительства составляет 0,5 м. За расчётный максимальный уровень грунтовых вод рекомендуется принять уровень на 0,5 м. выше указанных на инженерно-геологических профилях и разрезах. Грунтовые воды безнапорные, питание их происходит за счет атмосферных осадков.

4 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства. Обоснование выбранного варианта трассы

Проектными решениями предусматривается строительство: линейных объектов зоны УППГ-1; УППГ-2; УППГ-4; УППГ-6; УППГ-9.

Выбор трассы и размещение объектов выполнен на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества переходов через естественные и искусственные препятствия, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций.

Проектируемые объекты размещены на безопасных расстояниях до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных организаций, зданий и сооружений, в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» в пределах действующих пятикилометровых буферной и санитарно-защитной зон, границы которых совпадают.

Минимально допустимые расстояния от оси проектируемых участков промысловых газопроводов DN 150, PN 12,0 МПа и DN 50, PN 5,6 МПа до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений приняты в соответствии с СП 284.1325800.2016 таблица 7 и составляют:

- расстояние от оси проектируемых газопроводов до территорий УКПГ, УППГ и других технологических установок подготовки нефти и газа выдержано не менее 100 м;
- расстояние от оси проектируемых газопроводов до устья одной или куста бурящихся и эксплуатирующихся нефтяных, газовых и артезианских скважин выдержано не менее 50 м;
- расстояние от оси проектируемых газопроводов до земляного амбара для аварийного выпуска продукта из трубопровода выдержано не менее 75 м;
- расстояние от оси проектируемых газопроводов до существующих кабелей связи и силовых электрических кабелей выдержано не менее 10 м.

Расстояние от проектируемых промысловых газопроводов до ВЛ определено в зависимости от напряжения ВЛ в соответствии с ПУЭ таблица 2.5.40 и принято:

- до ВЛ менее 20 кВ не менее 10 м, в стесненных условиях – 5 м;
- до ВЛ 35 кВ не менее 15 м, в стесненных условиях – 5 м.

Проектируемые трассы ВОЛС проходят по территории АГКМ.

Переходы через естественные и искусственные преграды, инженерные коммуникации осуществляются согласно требований ПУЭ.

Переходы через автомобильные дороги выполнены также согласно требований ПУЭ.

Пересечения и сближения проектируемой трассы ВОЛС с естественными и искусственными преградами, а также инженерными коммуникациями выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Проектные решения при сближении и пересечении воздушной ЛЭП с существующими коммуникациями выполнены в соответствии с ПУЭ.

5 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта

Перечень и тип проектируемых скважин, подключаемых к УППГ-1 приводится в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Перечень и тип проектируемых скважин, подключаемых к УППГ-1

Номер скважины	Тип скважины (основная/спутник)
УППГ-1	
534	Спутник скважины № 542
535	Спутник скважины № 544
542	Основная
1053	Спутник с подогревателем скважины № 8-Э
555	Основная
533	Основная
544	Основная
552	Спутник скважины № 555
УППГ-2	
2103	Основная
2080	Основная
УППГ-4	
452	Спутник с подогревателем скважины № 4450
453	Спутник с подогревателем скважины № 420
449	Спутник с подогревателем скважины № 411
455	Основная
УППГ-6	
632	Спутник с подогревателем скважины № 609
627	Спутник с подогревателем скважины № 621
УППГ-9	
934	Спутник с подогревателем скважины № 923
935	Спутник с подогревателем скважины № 928
9917	Основная

В таблице 5.2 представлена информация по протяженности проектируемых шлейфов скважин.

Таблица 5.2 - Протяженность проектируемых газопроводов скважин

Номер скважины	Тип скважины (основная/спутник)	Протяженность, ПК / м	
		Газопровода-шлейфа	Газопровода очищенного газа
УППГ-1			
534	Спутник скважины № 542	18+29,15 / 1 829,15	29+37,71 / 2 937,71
535	Спутник скважины № 544	13+55,21 / 1 355,21	1+29,95 / 129,95
542	Основная	68+03,79 / 6 603,79	0+25,65 / 25,65
1053	Спутник с подогревателем скважины № 8-Э	13+08,48 / 1 308,48	1+01,22 / 101,22
555	Основная	88+59,79 / 8 859,79	0+50,43 / 50,43
533	Основная	95+02,79 / 9 502,79	14+88,42 / 1 488,42
544	Основная	83+05,79 / 8 305,79	1+05,30 / 105,30
552	Спутник скважины № 555	17+57,62 / 1 757,62	5+48,72 / 548,72
УППГ-2			
2103	Основная	54+58,87 / 5 458,87	10+19,37 / 1 019,37
2080	Основная	13+29,74 / 1 329,74	5+94,49 / 594,49
УППГ-4			
452	Спутник с подогревателем скважины № 4450	16+26,63 / 1 626,63	16+10,19 / 1 610,19
453	Спутник с подогревателем скважины № 420	14+95,97 / 1 495,97	11+94,20 / 1 194,20
449	Спутник с подогревателем скважины № 411	18+23,49 / 1 823,49	8+28,93 / 828,93
455	Основная	22+09,58 / 2 209,58	9+95,13 / 995,13
УППГ-6			
632	Спутник с подогревателем скважины № 609	39+77,99 / 3 977,99	10+3,36 / 1 003,36
627	Спутник с подогревателем скважины № 621	28+50,26 / 2 850,26	28+3,21 / 2 803,21
УППГ-9			
934	Спутник с подогревателем скважины № 923	36+92,78 / 3 692,78	15+37,65 / 1 537,65
935	Спутник с подогревателем скважины № 928	11+59,27 / 1 159,27	11+39,52 / 1 139,52
9917	Основная	13+37,51 / 1 337,51	1+25,14 / 125,14

Наименование и протяженность проектируемых автомобильных дорог приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Наименование и протяженность проектируемых автомобильных дорог

Наименование дороги	Протяженность, м
<i>Подъездные дороги к скважинам, подключаемым к УППГ-1</i>	
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 533	1466,89
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 534	2834,78
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 535	188,70
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 542	243,80
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 544	144,52
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 552	455,93
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 555	140,44
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 1053	466,67
Итого по УППГ-1	5941,73
<i>Подъездные дороги к скважинам, подключаемым к УППГ-2</i>	
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 2080	304,89
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 2103	106,84
Итого по УППГ-2	411,73
<i>Подъездные дороги к скважинам, подключаемым к УППГ-4</i>	
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 449	871,27
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 452	187,39
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 453	225,91
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 455	118,55
Итого по УППГ-4	1403,12
<i>Подъездные дороги к скважинам, подключаемым к УППГ-6</i>	
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 627	908,70
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 632	1238,81
Итого по УППГ-6	2147,51
<i>Подъездные дороги к скважинам, подключаемым к УППГ-9</i>	
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 934	1444,36
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 935	43,17
Подъездная автомобильная дорога к скважине № 9917	496,10
Итого по УППГ-9	1983,63
ИТОГО	11887,72

Таблица 5.4 – Сведения по проектируемым воздушным линиям ВЛ 6кВ

УППГ-1		УППГ-2		УППГ-4		УППГ-6		УППГ-9	
Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км
542	1,19	2103	0,307	452	0,159	632	1,07	934	0,473
1053	0,272	2080	0,12	453	0,141	627	1,98	935	0,253
555	0,164			449	0,99			9917	0,575

Продолжение таблицы 5.4

УППГ-1		УППГ-2		УППГ-4		УППГ-6		УППГ-9	
Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км.	Номер скв.	L, км	Номер скв.	L, км
533	0,157			455	0,232				
534	1,764								
535	0,146								
544	0,14								
552	0,455								

В таблице 5.5 представлены сведения по проектируемым воздушным линиям ВОЛС для обеспечения передачи данных АСУ ТП проектируемых объектов, подключаемых к УППГ-1.

Таблица 5.5 – Сведения по проектируемым воздушным линиям ВОЛС

Наименование участка	Протяженность, км
Скважины, подключаемые к УППГ-1	
от операторной УППГ-1 до Е-домика скв. № 58	1,197
от Е-домика скв 8-э до Е-домика скв. № 58	1,889
от БКЭС скв. № 1053 до Е-домика скв. № 8Э	1,566
от БЭКС скв. № 555 до Е-домика скв. № 110	2,993
от БЭКС скв. № 532 до Е-домика скв. № 555	1,424
от БЭКС скв. № 533 до Е-домика скв. № 532	1,508
от БЭКС скв. № 534 до БЭКС скв. № 533	1,115
от БЭКС скв. № 542 до БЭКС скв. № 534	1,749
от Е-домика скв. № 547 до БЭКС скв. № 542	1,315
от Е-домика скв. № 104 до БЭКС скв. № 547	1,661
от БЭКС скв. № 104 до БЭКС скв. № 108	1,422
от БЭКС скв. № 8-э до БЭКС скв. № 108	1,151
Итого	18,990
Скважины, подключаемые к УППГ-2	
от БКЭС скв. № 2103 до БКЭС скв. № 101	242,48
от БКЭС скв. № 2089 до БКЭС скв. № 89	824,00
от БКЭС скв. № 2080 до БКЭС скв. № 81	1040,9
от БКЭС скв. № 2080 до БКЭС скв. № 80	74,93
от БКЭС скв. № 2217 до БКЭС КУ 4-1	477,85
Итого	2,660
Скважины, подключаемые к УППГ-4	
от БКЭС скв. № 420 до БКЭС скв. № 453	1569,79
от БКЭС скв. № 453 до БКЭС скв. № 455;	728,54
от БКЭС скв. № 455 до БКЭС КУ-2/4	567,59
от БКЭС КУ 2/4 до БКЭС скв. № 454	1285,43
от БКЭС скв. № 454 до БКЭС скв. № 452	1484,98
от БКЭС скв. № 452 до БКЭС КУ-7/3	750,94
от БКЭС КУ-7/3 до БКЭС скв. № 449	883,83
от БКЭС скв. № 449 до БКЭС скв. № 4450	1435,91
Итого	8,707
Скважины, подключаемые к УППГ-6	

Продолжение таблицы 5.5

Наименование участка	Протяженность, км
Существующая БКЭС скв. № 621 – проектируемая БКЭС скв. № 627 (Субкольцо № 3)	2466,66
Существующая Операторная УППГ-6 – проектируемая БКЭС скв. № 632 (Субкольцо № 5).	3174,86
Итого	5,642
Скважины, подключаемые к УППГ-9	
от БКЭС скв. № 934 до Е-домика сущ. скв. № 923	3,969
от БКЭС скв. № 9915 до Е-домика сущ. скв. № 919	1,065
от БКЭС скв. № 9917 до Е-домика сущ. КУ. № 9-2	1,161
от БКЭС скв. № 9917 до Е-домика сущ. КУ. № 9-1	1,281
от БКЭС скв. № 936 до Е-домика сущ. скв. № 930	0,565
от БКЭС скв. № 936 до Е-домика сущ. скв. № 931	1,019
от БКЭС скв. № 935 до Е-домика сущ. скв. № 928	0,999
от БКЭС скв. № 936 до Е-домика сущ. КУ. № 9-4	1,998
Итого	12,057

Подсчет площадей земель произведен:

– для площадочных объектов – по фактически занимаемой площади с учетом размещения объектов в проектируемом ограждении и организации рельефа на площадке;

– для линейных объектов – в соответствии с нормами отвода земель для соответствующих коммуникаций.

6 Технико-экономические характеристики проектируемого линейного объекта

Технико-экономические показатели линейного объекта (первый этап проектирования) приводятся в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Технико-экономические показатели объекта

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение показателей
<i>Трубопроводы-шлейфы:</i>		
Общая протяженность трассы	м	66484,71
Расчетное давление	МПа	13
Диаметр труб	мм	168,3
Толщина стенки трубы	мм	10,97
<i>Трубопроводы очищенного газа:</i>		
Общая протяженность трассы	м	18 238,59
Расчетное давление	МПа	5,6
Диаметр труб	мм	57x4
<i>Автомобильные дороги:</i>		
Общая протяженность трассы	м	11 887,72
<i>Воздушные линии электропередач 6 кВ:</i>		
Общая протяженность трассы	м	10 588
<i>Воздушные линии (ВОЛС):</i>		
Общая протяженность трассы	м	48 056
Станции катодной защиты (СКЗ)	шт.	19

7 Сведения о земельных участках, изымаемых в пользование

Земельные участки, изымаемые в постоянное и временное пользование при реализации первого этапа проектирования, в основном находятся в границах действующей санитарно-защитной зоны на землях промышленности, энергетики, транспорта в пределах горного отвода Астраханского газоконденсатного месторождения.

Сведения по постоянному и временному отводу земель приводятся в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Ведомость потребности земель по первому этапу

Наименование объекта	Площадь отвода, га		
	всего	На период строительства	На период эксплуатации
<i>Скважины, подключаемые к УППГ-1</i>			
Площадки скважин сложной конфигурации (8 шт.); площадки КУ ОГ размером 3х3 м в ограждении (9 шт.); площадки ВЗИС; подъездные автомобильные дороги к скважинам; газопроводы-шлейфы и трубопроводы очищенного газа в одном техническом коридоре, предупредительно-опознавательные знаки; ВЛ-6 кВ, опоры ВЛ, волоконно-оптический кабель (ВОЛС) подвешиваемый по проектируемым и существующим опорам, опоры ВОЛС; сети ЭХЗ, КИП.	124,4775	87,4586	37,0189

Продолжение таблицы 7.1

Наименование объекта	Площадь отвода, га		
	всего	На период строительства	На период эксплуатации
<i>Скважины, подключаемые к УППГ-2</i>			
Площадки скважин сложной конфигурации (2 шт.); площадки КУ ОГ размером 3х3 м в ограждении (4 шт.); площадки ВЗИС; подъездные автомобильные дороги к скважинам; газопроводы-шлейфы и трубопроводы очищенного газа в одном техническом коридоре, предупредительно-опознавательные знаки; ВЛ-6 кВ, опоры ВЛ, волоконно-оптический кабель (ВОЛС) подвешиваемый по проектируемым и существующим опорам, опоры ВОЛС; с ети ЭХЗ, КИП.	22,3309	16,4367	5,8942

Продолжение таблицы 7.1

Наименование объекта	Площадь отвода, га		
	всего	На период строительства	На период эксплуатации
<i>Скважины, подключаемые к УППГ-4</i>			
Площадки скважин сложной конфигурации (4 шт.); площадки КУ ОГ размером 3х3 м в ограждении (5 шт.); площадки ВЗИС; подъездные автомобильные дороги к скважинам; газопроводы-шлейфы и трубопроводы очищенного газа в одном техническом коридоре, предупредительно-опознавательные знаки; ВЛ-6 кВ, опоры ВЛ, волоконно-оптический кабель (ВОЛС) подвешиваемый по проектируемым и существующим опорам, опоры ВОЛС; сети ЭХЗ, КИП.	37,0623	23,3323	13,7300
<i>Скважины, подключаемые к УППГ-6</i>			
Площадки скважин сложной конфигурации (2 шт.); площадки КУ ОГ размером 3х3 м в ограждении (2 шт.); площадки ВЗИС; подъездные автомобильные дороги к скважинам; газопроводы-шлейфы и трубопроводы очищенного газа в одном техническом коридоре, предупредительно-опознавательные знаки; ВЛ-6 кВ, опоры ВЛ, волоконно-оптический кабель (ВОЛС) подвешиваемый по проектируемым и существующим опорам, опоры ВОЛС; сети ЭХЗ, КИП.	32,4798	20,8103	11,6695

Продолжение таблицы 7.1

Наименование объекта	Площадь отвода, га		
	всего	На период строительства	На период эксплуатации
Скважины, подключаемые к УППГ-9			
Площадки скважин сложной конфигурации (3 шт.); площадки КУ ОГ размером 3х3 м в ограждении (5 шт.); площадки ВЗИС; подъездные автомобильные дороги к скважинам; газопроводы-шлейфы и трубопроводы очищенного газа в одном техническом коридоре, предупредительно-опознавательные знаки; ВЛ-6 кВ, опоры ВЛ, волоконно-оптический кабель (ВОЛС) подвешиваемый по проектируемым и существующим опорам, опоры ВОЛС; сети ЭХЗ, КИП.	33,5039	20,2933	13,2106
Всего по УППГ – 1, 2, 4, 6, 9	249,8544	168,3312	81,5232

Границы полосы отвода при производстве работ должны быть обозначены хорошо видимыми знаками.

Овод земель на период строительства по УППГ – 1, 2, 4, 6, 9 составляет – 168,3312 га.

Овод земель на период эксплуатации составляет – 81,5232 га.

Общая потребность земель по проекту – 249,8544 га.

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

Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства приведены в Разделе 1. Пояснительная записка Часть 3. Сбор исходных данных Книга 3. Градостроительная документация Часть 1 Книги 3. Основная часть проекта планировки территории. Текстовая часть (0074.056.П.1/0.0003-ПЗ3.3.1)

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

Возмещение землепользователям убытков в порядке, указанном в «Правилах возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 мая 2003 г. №262)», связанных с изъятием земель для несельскохозяйственных нужд, отсутствует.

10 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах патентных исследований

В данном проекте патенты и изобретения не применяются.

11 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических

В рамках разработки проекта, в соответствии с требованиями законодательства, разработаны специальные технические условия см. том 10.15 0074.056.П.1/0.0003-СТУ.

Специальные технические условия согласованы Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ исх. № 43612-ИФ/03 от 29.10.2020.

Необходимость разработки обусловлена отсутствием в действующих нормативных технических документах Российской Федерации обязательных требований, обеспечивающих соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», в части:

- проектирования промышленных трубопроводов с содержанием в транспортируемой среде сероводорода более 6 % (ГОСТ Р 55990-2014 (п. 1.3) и СП 284.1325800.2016 (п. 1) не распространяются на трубопроводы с высоким содержанием в транспортируемой среде сероводорода);

- проектирования технологических трубопроводов с содержанием в транспортируемой среде сероводорода более 6 % (методика расчета ГОСТ 32388-2013 не учитывает парциального давления сероводорода выше 1,0 МПа);

- определения минимально-допустимых расстояний от трубопроводов до существующих коммуникаций прокладки в стесненных условиях действующего предприятия;

- проектирования и строительства амбаров горизонтальных факельных установок (ГФУ) при обустройстве месторождений.

12 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений

При выполнении расчетов конструкций, использовались программные комплексы SCAD office 21.1 и Фундамент 14.0, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 27751-2014, действующих СП 16.13330.2017 и СП 20.13330.2016.

13 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости)

Проектом мероприятия по сносу зданий и сооружений, влекущих за собой, переселение людей и перенос сетей инженерно-технического обеспечения не предусматриваются.

14 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и сроки ввода в эксплуатацию

Компонентный состав пластового газа, фракционный состав и физико-химические свойства жидких углеводородов Астраханского газоконденсатного месторождения приняты в соответствии с проектом разработки Астраханского газоконденсатного месторождения и приведены в таблицах 14.1 и 14.2.

Таблица 14.1 – Состав пластового газа АГКМ

Компонент	Пределы значений	Среднее	Принято при подсчете запасов
Метан (СН ₄)	От 50,41 до 55,74	53,49	52,7
Этан (С ₂ Н ₆)	От 1,86 до 2,68	2,37	2,4
Пропан (С ₃ Н ₈)	От 0,89 до 1,63	1,17	1,15
изо-Бутан (iС ₄ Н ₁₀)	От 0,17 до 0,30	0,24	0,66
н-Бутан (nС ₄ Н ₁₀)	От 0,42 до 0,58	0,49	–
С _{5+высш.}	От 3,85 до 4,12	3,97	3,84
Сероводород (Н ₂ С)	От 24,47 до 27,25	25,73	25,7
Диоксид углерода (СО ₂)	От 11,78 до 13,43	12,34	12,9
Азот (N ₂)	От 0,04 до 0,31	0,18	0,63
Гелий (He)	0,02	0,02	0,02

Таблица 14.2 – Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата

Наименование параметра, единица измерения	Значение
Фракционный состав:	
НК, °С	50
10 % об. перегоняется при t °С	96
20 % об. перегоняется при t °С	125
30 % об. перегоняется при t °С	145
40 % об. перегоняется при t °С	162
50 % об. перегоняется при t °С	189
60 % об. перегоняется при t °С	229
70 % об. перегоняется при t °С	296
80 % об. перегоняется при t °С	338
90 % об. перегоняется при t °С	360
КК, °С	Выше 360
отгон, %	86
остаток, %	13
потери, %	1
Плотность $\rho_{4, 20}^{20}$, кг/м ³	804
Молекулярная масса, г/моль	144
Температура помутнения, °С	–

Продолжение таблицы 14.2

Наименование параметра, единица измерения	Значение
Температура застывания, °С	минус 30
Вязкость, МПа*с	
при минус 20 °С	–
при минус 10 °С	–
при 20 °С	2,24
при 30 °С	1,85
Содержание, % масс.:	
общей серы	1,29
твердых парафинов	1,87
смола	1,55
асфальтенов	0,02

Система контроля разработки включает комплекс геофизических, газогидродинамических, газоконденсатных, гидрогеологических исследований скважин и анализ проб добываемой продукции. Исследования на скважинах проводятся комплексно по следующим основным направлениям:

- контроль энергетической характеристики залежи (замеры пластового давления и температуры в эксплуатационных и наблюдательных скважинах);
- контроль состава добываемого сырья (газоконденсатные, лабораторные исследования газа, конденсата и гидрохимические исследования);
- контроль режима работы залежи (замеры уровней в пьезометрических скважинах, определение текущего насыщения и уровня ГВК в контрольно-геофизических скважинах);
- контроль эксплуатационной характеристики скважин (замеры давления и температуры в работающей скважине, профиль притока);
- контроль выработки пласта и компонентоотдачи (оценка удельных запасов по скважинам, участкам и интервалам разреза);
- контроль технического состояния скважин (определение состояния и положения радиоактивных заколонных реперов, интервалов негерметичности насосно-компрессорных труб (НКТ) и ПО, источников МКД, состояния НКТ и ЭК, цементного камня и др.);
- геологический мониторинг состояния недр.

Предусмотрено расширение и модернизация наблюдательного фонда. Уровень информативности и обоснованности результатов реализуемой программы исследовательских работ позволяет в процессе проведения авторского надзора проанализировать весь комплекс контролируемых показателей, обоснованных в проекте разработки. Ежегодно рекомендуется уточнять и конкретизировать состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой в зависимости от стадии промышленной разработки месторождения.

К объектам первого этапа проектирования относятся:

- эксплуатационные скважины (19 шт.);
- газопроводы-шлейфы от устьев обустраиваемых скважин до УППГ, от скважины-сателлита до основной скважины;
- трубопроводы очищенного газа от УППГ до устьев обустраиваемых скважин;
- подъездные автодороги к скважинам;

- ВЛ 6 кВ;
- сети связи;
- сооружения ЭХЗ.

Обязка устья проектируемых скважин по вариантам определена в соответствии с ТТ п.4 и результатами гидравлических и теплотехнических расчетов.

Основным требованием при выполнении гидравлических и теплотехнических расчетов было обеспечение транспорта газожидкостной смеси от скважин до УППГ без образования гидратов в трубопроводах пластовой смеси за счет поддержания температуры пластовой смеси выше температуры образования гидратов на протяжении всей системы сбора.

На площадке основной скважины и скважины-сателлита с подогревателем предусматривается установка следующих блоков:

- блок обвязки устья скважины;
- подогреватель газа и блок обвязки подогревателя газа;
- блок арматурный обвязки горелочных устройств;
- вертикальная факельная установка;
- устройство горизонтальное горелочное.

На площадке скважины-сателлит предусматривается:

- блок обвязки устья скважины;
- блок обвязки скважины-сателлит;
- блок арматурный обвязки горелочных устройств;
- вертикальная факельная установка;
- устройство горизонтальное горелочное.

Трубопроводы в пределах площадки обвязки скважины запроектированы в соответствии с требованиями СТО Газпром НТП 1.8-001-2004, ГОСТ 32569-2013, Рекомендаций по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов и ASME B36.10M.

Все технологические трубопроводы проектируются на максимальное рабочее давление. Трубы и соединительные детали, поставляемые на АГКМ, имеют положительные результаты лабораторных исследований образцов стали в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и положительные результаты испытаний на опытном полигоне ЦНИПР ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань».

Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных стыков, испытания на прочность и плотность, окраска и изоляция должны производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013. Контроль сварных соединений радиографическим методом производят после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов.

При возникновении аварийной ситуации станция управления фонтанной арматурой обеспечивает автоматическое закрытие БЗ, СЗ, ПКО.

Выбор материалов для изготовления оборудования, трубопроводов, их деталей, арматуры и КИПиА, работающих в среде сероводородсодержащего газа произведен в соответствии со стандартами ГОСТ Р 53679-2009 (ISO 15156-1:2001), ГОСТ Р 53678-2009 (ISO 15156-2:2003), ANSI/NACE MR0175/ISO 15156 (все части).

Материалы, применяемые для изготовления технологического оборудования промысла, проходят обязательную проверку на подверженность сероводородному растрескиванию под

напряжением и водородному растрескиванию по методикам NACE TM-01-77 (MCKP 0185) и NACE TM-02-84.

Применяемое технологическое оборудование и трубопроводы удовлетворяют требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности с учетом условий эксплуатации и имеет Сертификаты соответствия требованиям Технических регламентов Таможенного союза.

Выбор арматуры выполнен с учетом максимального рабочего давления, максимальных и минимальных рабочих температур. Герметичность затворов запорной и предохранительной арматуры соответствует классу А по ГОСТ 9544-2015.

Краны шаровые, которые применяются на трубопроводах транспортирующие среду с сероводородом, должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-4.1-1108-2017. Вся поставляемая арматура сертифицирована и имеет разрешение на применение на территории Российской Федерации, положительные результаты лабораторных исследований образцов стали, предназначенных для изготовления корпусных элементов арматуры в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и положительные результаты испытаний на опытном полигоне ЦНИПР ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань».

Электрооборудование, используемое во взрывопожароопасных зонах, выполнено во взрывобезопасном исполнении.

Оборудование КИПиА выполнено в коррозионностойком исполнении с видом взрывозащиты Ex d или Ex ia, с защитой от окружающей среды не менее IP65. Используемое электронное оборудование, включая контроллеры, имеет защиту от воздействия агрессивных сред, включая сероводород. Трубопроводы в пределах площадки обвязки скважины проектируются в соответствии с требованиями СТО Газпром НТП 1.8-001-2004, ГОСТ 32569-2013, Рекомендаций по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов и ASME B36.10M.

Все трубопроводы проектируются на максимальное рабочее давление. Трубы и соединительные детали, поставляемые на АГКМ, имеют положительные результаты лабораторных исследований образцов стали в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и положительные результаты испытаний на опытном полигоне ЦНИПР ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань».

Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных стыков, испытания на прочность и плотность, окраска и изоляция должны производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013. Контроль сварных соединений радиографическим методом производят после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов I категории, а также для трубопроводов с группой сред А(а) – после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов капиллярным методом в количестве 100 %.

Для трубопроводов, транспортирующих, среды, содержащие сероводород, помимо радиографического метода контроля сварных соединений, после термообработки для проверки на отсутствие трещин необходимо провести дублирование 30 % стыков ультразвуковым методом контроля.

Для защиты трубопроводов от превышения давления предусмотрено применение блоков предохранительных клапанов. Сброс с предохранительных клапанов предусматривается на вертикальный факел, расположенного в 100 м от площадки скважины. При возникновении аварийной ситуации станция управления фонтанной арматурой обеспечивает автоматическое закрытие БЗ, СЗ, ПКО.

Назначенный и расчетный срок эксплуатации арматуры и трубопроводов – не менее 30 лет. В соответствии с СТУ, п. 1.9.1, срок безопасной эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды, принят не более 15 лет.

Установка и расположение трубопроводной арматуры обеспечивает возможность удобного и безопасного её обслуживания и ремонта.

Для обустройства скважин используется оборудование блочно-модульного исполнения с унифицированными узлами высокой заводской готовности.

Все оборудование и материалы, применяемые при проектировании объекта «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)» сертифицированы для применения на опасных производственных объектах Российской Федерации.

Организационно-технологическая схема последовательности возведения объекта строительства включает выполнение полного комплекса внутриплощадочных и внеплощадочных подготовительных работ, обеспечивающего ритмичное ведение строительно-монтажных работ основного периода.

Принятая организационно-технологическая схема последовательности строительства объекта направлена на обеспечение согласованной работы всех участников строительства, включая соблюдение установленных планов и графиков строительства, а также качественное выполнение комплекса строительно-монтажных работ в технологической последовательности с соблюдением требований по охране труда и окружающей среды.

Перед началом производства работ необходимо выполнить следующие организационные мероприятия:

- регистрация начала строительства в территориальном органе Ростехнадзора;
- извещение службы технического надзора технического заказчика о времени готовности подрядчика к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ (продолжительность рабочего дня, работа в выходные дни и т. д.);
- проверка наличия основных реперов и установка временных реперов на период строительства;
- выполнение контрольной нивелировки основных и привязка к ним временных реперов;
- получение Разрешения на производство работ в охранных зонах трубопроводов;
- оформление Ордера на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;
- подготовка и оформление наряд-допусков на производство работ повышенной опасности;
- уведомление Госпожнадзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых и проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале и сроках проведения работ;
- оповещение подразделений противопожарной службы;
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций;
- обследование дорог для выяснения возможности перебазирования машин и механизмов, при необходимости, их ремонт;
- устройство временных переездов из железобетонных плит через действующие коммуникации;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов к месту производства работ;

- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- создание системы диспетчерской связи;
- срезка растительного грунта (при необходимости);
- планировка полосы трассы в зоне движения строительной колонны;
- установка средств первичного пожаротушения.

Весь комплекс работ осуществляется в три этапа:

- подготовительные работы;
- строительные и монтажные работы;
- пуско-наладочные работы и сдача объектов в эксплуатацию.

Выполнение строительно-монтажных работ предусматривается поточно-совмещенным методом, который основывается на следующих организационно-технологических принципах:

- разделение объекта на зоны строительства;
- расчленение зон на захватки с целью быстрого вовлечения в процесс строительства специализированных бригад;
- совмещение строительно-монтажных работ в зоне;
- укрупнительная сборка и монтаж металлоконструкций и трубопроводов на специальных площадках;
- применение средств малой механизации;
- недельно-суточное планирование при организации строительно-монтажных работ и материально-технического снабжения.

Контроль качества строительных и монтажных работ, а также поставляемых на площадку оборудования, конструкций и материалов выполнять:

- визуальным осмотром;
- натурными измерениями линейных размеров;
- натурными методами испытаний;
- механическим, физическим или неразрушающим методами.

Подрядная строительно-монтажная организация несет полную ответственность за качество применяемых ими материалов, изделий и конструкций и за выполнение строительно-монтажных работ.

Проектная организация осуществляет авторский надзор, и она является основной инстанцией, контролирующей соблюдение подрядчиком проектных решений.

Заказчиком должна быть организована служба технического надзора, которая ведет повседневный контроль за качеством выполнения всех строительных работ на стройплощадке.

Общая продолжительность строительства скважин составит 12,2 лет (146,4 месяцев), в том числе подготовительный период 2,1 лет (25,2 месяца).

Конкретные сроки начала и окончания строительства уточняются Заказчиком по объекту с учетом финансирования и поставки материалов и оборудования.

15 Информация о применении в проектных решениях инновационной и высокотехнологичной продукции (технологий)

На основании письма ПАО «Газпром» от 03.12.2020 № 06/23/5-1649 применена инновационная продукция - Блоки арматурные подачи ингибитора в обвязке устьев скважин. Более подробная информация приведена в Разделе 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Часть 5. Технологические решения. Площадки скважин. Книга 1. Текстовая часть (0074.056.П.1/0.0003-ИЛО5.1).

Перечень нормативной правовой и нормативной документации

Обозначение документа	Наименование документа
Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Федеральный закон от 07.07.2003 №126-ФЗ	О связи
Федеральный закон от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ (ред. от 02.07.2021)	Градостроительный кодекс Российской Федерации
Федеральный закон от 21 июня 2011 г. № 256-ФЗ	О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса
Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
Постановление Правительства РФ от 28 мая 2021 г. № 815	Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 2 декабря 2020 г. № 40	Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»
Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
ГОСТ 9.401-2018	Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные
ГОСТ 9.402-2004	Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию
ГОСТ 12.1.004-91	Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.033-81*	Пожарная безопасность. Термины и определения
ГОСТ 12.3.046-91	ССБТ. Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования
ГОСТ 12.4.009-83	ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
ГОСТ 12.4.026-2015	Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные и знаки безопасности
ГОСТ 21.205-2016	Условные обозначения элементов трубопроводных систем

Обозначение документа	Наименование документа
	зданий и сооружений
ГОСТ 21.501-2018	Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструктивных решений
ГОСТ 21.601-2011	Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации внутренних систем водоснабжения и канализации
ГОСТ 21.704-2011	Система проектной документации для строительства. Наружные сети. Рабочие чертежи
ГОСТ 8050-85	Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия
ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения
ГОСТ Р 12.3.047.2012	Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля
ГОСТ Р 21.101-2020	Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ Р 50969-96	ССБТ. Установки газового пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний
СП 3.13130.2009	Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности
СП 10.13130.2020	Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности
СП 18.13330.2019	Генеральные планы промышленных предприятий (Актуализированная редакция СНиП II-89-80*)
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85
СП 22.13330.2016	Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83
СП 24.13330.2011	Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85
СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85
СП 29.13330.2011	Полы
СП 30.13330.2020	Внутренний водопровод и канализация зданий. СНиП 2.04.01-85*
СП 31.13330.2018	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
СП 32.13330.2021	Канализация. Наружные сети и сооружения.
СП 42-102-2004	Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб
СП 43.13330.2012	Сооружения промышленных предприятий
СП 44.13330.2011	Административные и бытовые здания.
СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты.
СП 50-101-2004	Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений
СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов

Обозначение документа	Наименование документа
СП 62.13330.2011	Газораспределительные системы
СП 63.13330.2018	Бетонные и железобетонные конструкции
СанПиН 2.1.3684-21	Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий
Р Газпром 2-1.10-790-2014	Водоочистные и канализационно-очистные сооружения. Общие технические требования
СТО Газпром РД 1.13-152-2005	Методические указания по совершенствованию учета, нормирования и контроля сточных вод в дочерних обществах и организациях ОАО «Газпром»
СТО Газпром 2 1.18 598 2011	Типовые технические требования на технологическую связь
СТО Газпром 2-1.12-434-2010	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО «Газпром»
СТО Газпром 9.0-001-2018	Защита от коррозии. Основные положения
СТО Газпром 9.2-002-2019	Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования
СТО Газпром 9.2-003-2009	Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений
СТО Газпром 9.4-023-2013	Защита от коррозии. Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных. Основные требования
СТО Газпром 11-020-2011	Локальные вычислительные сети и структурированные кабельные сети объектов добычи, переработки, хранения и транспорта газа. Общие технические требования.
СТО Газпром 11-021-2011	Технологические сети диспетчерской связи. Общие технические требования
СТО Газпром 11-022-2011	Технологические сети фиксированной телефонной связи. Общие технические требования.
СТО Газпром 11-023-2011	Технологические сети передачи данных. Общие технические требования.
СТО Газпром 11-024-2011	Технологические сети подвижной радиосвязи. Общие технические требования.



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

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

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН К
СУЩЕСТВУЮЩИМ МОЩНОСТЯМ I И II ОЧЕРЕДЕЙ АГКМ
(ЭТАП 3)**

(Договор № 051-1000010/0074.056.001.2018/0005-2.1)

Этап 1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

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

0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-КМ

Ведомость картографических материалов, применяемых в электронной версии документации

Наименование документации «Подключение дополнительных скважин к существующим мощностям I и II очередей АГКМ (этап 3)» Этап 1

Обозначение 0074.056.П.1/0.0003-ПЗ1-КМ

Организация Нижегородский филиал ООО «Газпром проектирование»

Дата создания 05.08.2022

№	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
-	Картографические материалы отсутствуют		-	-	-	-	-

Составил

Главный инженер проекта

(Должность)



(подпись)

В.О. Галинский

(И.О. Фамилия)

05.08.2022

(Дата)