



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром инвест»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА  
ШБКБ НА УЧАСТКЕ 120-160 КМ»**

(Доп. соглашение № 1/051-2001401/0398.001.003.2019/0002  
к договору №1 от 21.08.2019)

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 1 Пояснительная записка  
Часть 1 Пояснительная записка**

**0398.001.001.П.0002-ПЗ**

**Том 1.1**



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром инвест»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА  
ШБКБ НА УЧАСТКЕ 120-160 КМ»**

(Доп. соглашение № 1/051-2001401/0398.001.003.2019/0002  
к договору №1 от 21.08.2019)

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 1 Пояснительная записка  
Часть 1 Пояснительная записка**

**0398.001.001.П.0002-ПЗ**

**Том 1.1**

Заместитель директора  
филиала по производству



С.А. Вершинин

Главный инженер проекта

Ю.М. Комиссаров

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



---

**Список исполнителей**

Главный инженер проекта		01.02.2021	Ю.М. Комиссаров
<b><i>Нормоконтроль</i></b>			
Главный специалист		01.02.2021	А.Н. Петухова

### Заверение о соответствии проектной документации

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

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

Главный инженер проекта



Ю.М. Комиссаров

## Содержание

<b>Обозначения и сокращения .....</b>	<b>6</b>
<b>1 Введение .....</b>	<b>8</b>
<b>2 Исходные данные .....</b>	<b>8</b>
<b>3 Перечень нормативной документации .....</b>	<b>12</b>
<b>4 Общие сведения по проекту .....</b>	<b>18</b>
4.1 Место расположения объекта проектирования .....	18
4.2 Краткая характеристика природных условий района намечаемого строительства	18
4.2.1 Топографические условия .....	18
4.2.2 Краткие сведения о климатической характеристике района .....	19
4.2.3 Геологическое строение района.....	20
4.2.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунтов в основании линейного сооружения .....	20
4.2.5 Гидрогеологические условия .....	25
4.2.6 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта .....	26
<b>5 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трассы .....</b>	<b>29</b>
<b>6 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объект .....</b>	<b>31</b>
<b>7 Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта .</b>	<b>32</b>
<b>8 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намеченные этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию .....</b>	<b>35</b>
8.1 Общие сведения.....	35
8.2 Описание трассы проектируемого МГ и ГО.....	37
8.3 Линейная часть МГ и ГО .....	38
8.3.1 Категория и класс проектируемого газопровода .....	40
8.3.2 Трубы.....	42
8.3.3 Запорная арматура.....	44
8.3.4 Прокладка газопровода на пересечениях с водными преградами.....	49
8.3.5 Переходы газопровода через балки и ложбины .....	50

8.3.6	Балластировка газопровода .....	50
8.3.7	Прокладка газопровода на пересечениях с автодорогами .....	51
8.3.8	Прокладка газопровода на пересечениях с коммуникациями .....	52
8.3.9	Прокладка газопровода на пересечениях с ВЛ .....	55
8.4	Распределительный газопровод .....	55
8.4.1	Основные сооружения .....	57
8.4.2	Прокладка газопровода.....	58
8.4.3	Трубы и запорная арматура.....	58
8.4.4	Переходы через железные и автомобильные дороги.....	60
8.4.5	Технические решения на пересечениях с подземными коммуникациями .....	62
8.4.6	Технические решения на пересечениях с ВЛ .....	62
8.5	Газораспределительная станция (ГРС) .....	63
8.6	Газораспределительный пункт (ГРП).....	65
8.7	Защита от коррозии .....	66
8.8	Электроснабжение проектируемых объектов .....	67
8.8.1	Электроснабжения магистрального газопровода, ГРС .....	67
8.8.2	Система электроснабжения распределительного газопровода, ГРП .....	71
8.8.3	Общие требования.....	72
8.9	Автоматизация и телемеханизация.....	72
8.10	Технологическая связь .....	77
<b>9</b>	<b>Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование занимаемого земельного...</b> .....	<b>80</b>
<b>10</b>	<b>Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект .....</b>	<b>84</b>
<b>11</b>	<b>Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков – в случае их изъятия во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование .....</b>	<b>86</b>
<b>12</b>	<b>Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений .....</b>	<b>87</b>
<b>13</b>	<b>Сведения о применении инновационной продукции, в том числе результатов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ .....</b>	<b>88</b>
<b>14</b>	<b>Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения (при необходимости).....</b>	<b>89</b>

## Обозначения и сокращения

АГРС	- Автоматизированная газораспределительная станция
АКП	- Анतिकоррозионное покрытие
АУЗК	- Автоматизированный ультразвуковой контроль
БКЭС	- блочно-комплектное устройство электроснабжения
БСЗ	- блок совместной защиты
ВЗ и С	- временные здания и сооружения
ВОЛС	- волоконно-оптическая линия связи
ВЭЗ	- вертикальное электрическое зондирование
ВЭИ	- вставка электроизолирующая
ГО	- газопровод-отвод
ГРС	- газораспределительная станция
ДП	- диспетчерский пункт
ДП ЛПУМГ	- диспетчерский пункт ЛПУМГ
ДЭС	- дизельная электростанция
ЗРА	- запорно-регулирующая арматура
ИБП	- источник бесперебойного питания
КИП	- контрольно-измерительный пункт
КИП и А	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КИТСО	- комплекс инженерно-технических средств охраны
КЛ	- кабельная линия
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция
КУ	- крановый узел
КТС	- комплекс технических средств
ЛПУМГ	- линейно-производственное управление магистральными газопроводами
МГ	- магистральный газопровод
МТР	- материально-технические ресурсы
МУПГ	- мобильный узел подачи газа
ПУ	- пункт управления
РГ	- распределительный газопровод
САУ	- система автоматического управления
СИ	- средства измерений
СКЗ	- станция катодной защиты
СЛТМ	- система линейной телемеханики
ТМ	- телемеханика



---

ТС	- телесигнализация
ТТ	- технические требования
ТУ	- технические условия
УЗО	- устройство защитного отключения
УС	- узел связи
ФО	- фильтр-осушитель
ШБКБ	- Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск
ШУ	- шкаф управления
ЭМС	- электромагнитная совместимость

## 1 Введение

Проект «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120 - 160» разработан ЗАО «ГазНИИпроект» в 2011 году на основании задания на проектирование, утверждённого зам. Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 05.04.06 г.

Цель реконструкции:

- вынос участка существующего магистрального газопровода ШБКБ и ГРС-1 за пределы перспективной городской и промышленной застройки г. Белгород;
- замена изношенного и морально устаревшего оборудования;
- монтаж новой АГРС-1А с увеличением производительности до 300 тыс. м<sup>3</sup>/час (проектная производительность существующей ГРС-1- 200 тыс. м<sup>3</sup>/час);
- оснащение ЛЧ МГ на участке реконструкции КУ и КПЗ ВТУ для систематического проведения внутритрубной дефектоскопии и обеспечения безопасного технологического процесса транспортировки газа.

По проектной документации разработанной ЗАО «ГазНИИпроект» выдано положительное заключение Саратовского филиала ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 29.09. 2011 г. № 0343-1 1/СГЭ-2169/02 (№ в Реестре 00-1-4-3338-11).

Получено положительное заключение экспертизы ПАО «Газпром» № 243-2013/05574-048 от 30.12.2013 г.

Выдано положительное заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы от 27.10.2016 г. № 472.

Корректировка проектных решений вызвана необходимостью:

- приведения технических решений МГ в соответствие с изменениями, внесёнными в действующее законодательство Российской Федерации в области промышленной безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов введённых приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 г. № 517;
- выполнения требований национальных стандартов и сводов правил, включённых в доказательную базу Технического регламента о безопасности зданий и сооружений согласно перечню нормативных документов принятых Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.07.2020 г. № 985;
- обеспечения выполнения требований изменения № 1 к заданию на проектирование;
- переноса точек подключения проектируемого МГ согласно письму от ООО «Газпром трансгаз Москва» от 27.01.2020 г. № 02/970 с заменой прилегающих участков по 250,0 м для доведения до II категории;

- корректировки перечня МТР и оборудования допущенного к применению на объектах ПАО «Газпром» с учётом ранее закупленных материалов;
- уточнения проектных решений на пересечениях и параллельном следовании МГ с автодорогами вследствие изменения технических параметров пересекаемых автодорог, после их капитального ремонта, а так же в связи со строительством новых дорог, не учтённых в ранее разработанном проекте;
- разработки СТУ на участках нарушения МДР.

В данном томе 3.1.1 Часть 1, Книга1 Раздела 3 проектной документации рассмотрены технические и конструктивные решения по ЛЧ МГ и ГО.

Производство работ по реконструкции проектируемого линейного объекта предусмотрено в два этапа в технологической последовательности выполнения всего комплекса строительно-монтажных работ:

- на первом этапе предусмотрено строительство собственно участка МГ 1200 с узлами подключения DN 700, 800, 1000 на 123 и 156 км трассы с площадочными сооружениями на ЛЧ (технические решения по площадочным сооружениям выделены в отдельный том 4.4.4.1 0398.001.001.П.0002-ИЛО4.1), в том числе:

- а) площадка кранового узла DN 700 с односторонней продувкой на ПК 4+90 на 156 км трассы МГ);
- б) площадка кранового узла DN 1200 с односторонней продувкой на ПК 5а+00 (на 156 км трассы МГ);
- в) площадка отводного кранового узла ГО DN 500 с односторонней продувкой на ПК 0б+30,00 от шлейфа подключения МГ DN 800 ПК 4а+90;
- г) площадка отводного кранового узла резервного подключения ГО DN 500 без продувки на ПК 0в+45,00 от шлейфа подключения МГ DN 700 ПК 4+35;
- д) площадка линейного кранового узла DN 1200 с двухсторонней продувкой на ПК 208+30,00 трассы МГ;
- е) площадка кранового узла DN 1200 с односторонней продувкой на ПК 442+65,5;
- ж) площадка кранового узла DN 700 с односторонней продувкой на ПК 0г+22;
- з) площадка камеры запуска очистного и диагностического устройства DN 1200 на ПК 6+34.00 (центр площадки);
- и) площадка камеры приёма очистного и диагностического устройства DN 1200 на ПК 441+41.00 (центр площадки).

По окончании строительства участка МГ в обход г. Белгород производится его подключение к МГ ШБКБ и транспортировка газа осуществляется по новой трассе газопровода.

– на втором этапе предусмотрено строительство:

а) ГО DN 500 от отводного крана на 0 км газопровода-отвода до вновь проектируемой площадки АГРС-1А г Белгород;

б) газораспределительной станции АГРС-1А  $Q_{\text{общ}} = 300$  тыс. м<sup>3</sup>/час

в) распределительного газопровода DN 1200, PN = 1,2 МПа протяжённостью 17,5 км;

г) газораспределительного пункта ГРП-1  $Q_{\text{общ}} = 232,8$  тыс. м<sup>3</sup>/час.

Так же объёмом проектирования предусмотрены решения по монтажу сооружений входящих в инфраструктуру линейной части газопроводов, в том числе:

- системы ЭХЗ;
- сетей связи;
- системы автоматизации и телемеханизации;
- электроснабжения;
- систем инженерной защиты.

По окончании строительства АГРС-1А и ГО DN 500, PN 5,45 МПа, газопровода распределительной сети DN 1200, PN 1,2 МПа и ГРП-1 подача газа потребителю ведётся через новую систему газоснабжения.

Существующее положение:

– местоположение объекта проектирования: Белгородская область, Белгородский муниципальный район, Яковлевский городской округ г. Белгород.

- уровень ответственности МГ - повышенный.
- транспортируемый продукт - газ природный по СТО Газпром 089-2010.
- класс МГ - I.
- категория участков МГ - I, II, III.
- рабочее давление в МГ - 5,45 МПа.
- диаметр МГ - 2 нитки DN 700, DN 800;
- режим работы объекта - круглосуточный, круглогодичный.
- ЭО - Белгородское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Москва».

## 2 Исходные данные

Исходными данными для разработки раздела являются:

- ТЭР «Вынос участка магистрального газопровода (120-160 км) Шебелинка-Брянск за границу городской черты г. Белгорода, институт «ВНИПИТРАНСГАЗ», Э 1993 г.;
- задание на разработку проекта «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км», утвержденное заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 05.04.2006 г.;
- технические требования ООО «Мострансгаз» на разработку проекта «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км»;
- изменение № 1 к заданию на проектирование «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км», утвержденному от 05.04.2006 г.;
- задание на корректировку рабочей документации по объекту «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км»;
- утвержденная Решением ПАО «Газпром» от 05.03.2014 г. № 052-2014/1001401 проектная документация, разработанная ранее ЗАО «ГазНИИпроект»;
- рабочая документация по объекту выполненная ЗАО «ГазНИИпроект»;
- перечень фактически закупленного оборудования по объекту (Приложение № 2 к заданию на корректировку рабочей документации);
- документация по планировке территории, предусматривающей размещение линейного объекта, утвержденная Постановлением Правительства Белгородской области «Об утверждении ППТ и ПМТ» от 18.05.2015 г. № 207-пп;
- материалы обновленного сбора исходных данных;
- результаты отчетов комплексных инженерных изысканий;
- технические условия, письма и согласования заинтересованных организаций

### 3 Перечень нормативной документации

При разработке проектной документации использованы следующие нормы и правила:

Градостроительный кодекс Российской Федерации (с изм. на 30.12.2020 г.);

Водный кодекс Российской Федерации (редакция, действующая с 01. 01. 2021 г.);

Федеральный закон № 69-ФЗ от 18 ноября 1994 г. О пожарной безопасности;

Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент. О требованиях пожарной безопасности;

Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов;

Федеральный закон № 117-ФЗ от 10 июля 2012 г. О внесении изменений в Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

Федеральный закон от 30.03.1999 г. № 52-ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения (с изм. на 13.07.2020 г.);

Федеральный закон от 30. 12. 2009 г. № 384-ФЗ О безопасности зданий и сооружений (с изм. на 02.07.2013 г.);

Федеральный закон от 31.07.2020 № 254-ФЗ ОБ особенностях регулирования отдельных отношений в целях модернизации и расширения магистральной инфраструктуры и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;

–Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02 2008 г. № 87 О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изм. на 01.10.2020);

Постановление Правительства Российской Федерации от 04.07.2020 г. № 985 «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» и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;

Постановление Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 г. Правила противопожарного режима в Российской Федерации;

Постановление Правительства РФ № 1540 от 25.12.1998 г. О применении технических устройств на опасных производственных объектах;

Постановление Госгортехнадзора России № 61-А от 18 октября 2002 г. Об утверждении Общих правил промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов;

Постановление Госгортехнадзора России № 91 от 11 июня 2003 г. Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;

Приказ Ростехнадзора № 96 от 11.03.2013 г. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

Приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 г. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

Приказ Ростехнадзора № 784 от 27.12.2012 г. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;

Правила охраны линий и сооружений связи РФ, утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 09.06.1995 г. № 578;

Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 г. № 160 (с изм. на 21.12.2018 г.);

Правила охраны магистральных газопроводов, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 08.09.2017 г. № 1083;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12 2020 г. № 517 (ФНиП ПБ ОПО МТ);

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12 2020 г. № 536;

ГОСТ 9.402-2004 ЕЗКС. Покрyтия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию;

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;

ГОСТ 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации;

ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;

ГОСТ Р 56001-2014 Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия;

ГОСТ Р 56006-2014 Арматура трубопроводная. Испытания и приёмка на объектах магистральных газопроводов перед вводом их в эксплуатацию. Общие технические требования;

ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с изм. 1);

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1, 2);

ГОСТ 356-80 (СТ СЭВ 253-76) Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды (с изм. 1);

ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия;

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод (с изм. 1);

ГОСТ 8240-97 Швеллеры стальные горячекатаные. Сортамент (с изм.1);

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов (с попр.);

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент (изм. 1,2);

ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия (изм. 1-8);

ГОСТ 10706-76 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования (с изм. 4);

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изм. 5);

ГОСТ 17380-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия (с изм. 1);

ГОСТ 21924.0-84 Плиты железобетонные для покрытий городских дорог. Технические условия (с изм. 1);

ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация (с поправками);

ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

ГОСТ Р 51330.5-99 (МЭК 60079-4-75) Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения;



ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые;

ГОСТ Р 56001-2014 Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия;

ГОСТ Р 56006-2014 Арматура трубопроводная. Испытания и приёмка на объектах магистральных газопроводов перед вводом их в эксплуатацию. Общие технические требования;

ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах;

ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

СП 75.13330.2012 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» Актуализированная редакция СНиП 3.05.05-84;

СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\* (с изм.1);

СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80\* (с изм. 1);

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\* (с изм. 1, 2);

СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\* (с изм. 1, 2, 3);

СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с изм.1, 2);

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-2008\* (с изм. 1, 2);

СП 49.13330.2010 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;

СП 75.13330.2012 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы Актуализированная редакция СНиП 3.05.05-84 (с изм.1);

СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80\* (с изм. 1, 2);

СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95;

СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*;

СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль её выполнения;

СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство;

ПУЭ Правила устройства электроустановок

СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкции по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов;

СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия;

СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкции по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов Часть I (с изм. 1);

СТО Газпром 2-2.2-382-2009 Магистральные газопроводы. Правила производства и приёмки работ при строительстве сухопутных участков газопроводов, в том числе в условиях Крайнего Севера;

СТО Газпром 2-2.2-577-2011 Средства балластировки и закрепления газопроводов в проектном положении Технические требования (с изм. 1, 2);

СТО Газпром 2-2.3-130-2007 Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С (с изм. 1-3);

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов (с изм. 1);

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов (с изм. 1, 2);

СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях (с изм. 1);

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов (изм. 1);

СТО Газпром 2-3.5-1048-2016 Осушка полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях;

СТО Газпром 2-3.5-1076-2016 Инструкция по изготовлению отводов холодного гнущего в заводских и трассовых условиях;

СТО Газпром 2-4.1-212-2008 Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»;

СТО Газпром 2-4.1-713-2013 Технические требования к трубам и соединительным деталям (с изм.1, 2);

СТО Газпром 2-4.1-971-2015 Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»;

СТО Газпром 9.1-035-2014 Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ОАО «Газпром» (с изм.1);

ВСН 39-1-8-008-2002 Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промысловых трубопроводах;

ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы баллаستировки и закрепления подземных газопроводов;

ВСН 39-1.22-007-2002 Указания по применению вставок электроизолирующих для газопровода;

ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности;

Правила закладки центров и реперов на пунктах геодезической и нивелирной сетей;

ОКОФ ОК 013-2014 Общероссийский классификатор основных фондов принятый и введенный в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. № 2018-ст (с изм. 5);

Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» (ЕР МТР);

Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащённости подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром» с Комментариями. (Временные требования к организации сварочно-монтажных работ).

## **4 Общие сведения по проекту**

### **4.1 Место расположения объекта проектирования**

В административном отношении объект проектирования расположен на территории Белгородского муниципального района и Яковлевского городского округа Белгородской области.

### **4.2 Краткая характеристика природных условий района намечаемого строительства**

Природные характеристики района застройки представлены в соответствии с данными технических отчётов по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-гидрологическим и метеорологическим изысканиям, выполненным ООО «Управляющая компания «ДонГИС» в 2020 году

#### **4.2.1 Топографические условия**

Белгородская область является крупной административной территорией России с развитой промышленностью и инфраструктурой.

Белгородская область входит в состав Центрально-Чернозёмного экономического района и Центрального федерального округа Российской Федерации.

Район застройки расположен на юго-западном склоне Средне-Русской возвышенности.

Рельеф представляет всхолмлённую равнину, сильно изрезанную оврагами и балками.

Территория застройки включает лесостепную и степную почвенные зоны.

На юге и западе Белгородская область граничит с Луганской, Харьковской и Сумской областями Украины, на севере и северо-западе - с Курской областью, на востоке - с Воронежской областью.

Ближайшим крупным населённым пунктом к участку трассы МГ является областной центр г. Белгород, расположенный в 20 км к югу, юго-западу от трассы МГ.

Автомобильная сеть района застройки развита и представлена автомобильными дорогами федерального (М2 «Крым»), республиканского (14К-4 «Белгород - Грайворон - Козинка», Воронеж-Белгород, Белгород-Харьков), районного и местного значения, с твёрдым покрытием, обеспечивающие проезд к месту производства работ.

По территории Белгородской области проходят железные дороги общего пользования, представленные магистралями: «Москва - Белгород - Харьков», «Москва - Валуйки - Луганск», «Валуйки - Лиски» и другими железнодорожными линиями.

Большая часть железнодорожных линий на территории области электрифицирована и относится к Белгородскому региону Юго-Восточной железной дороги.

По трассе МГ имеются пересечения с естественными и искусственными препятствиями.

Хозяйственная освоенность территории, наличие транспортных коммуникаций, достаточно развитая инфраструктура района застройки являются благоприятными факторами для реконструкции объекта.

#### 4.2.2 Краткие сведения о климатической характеристике района

По климатическому районированию объект застройки расположен в климатическом районе II, климатическом подрайоне II В (умеренно континентальный) с относительно мягкой зимой со снегопадами и оттепелями и жарким летом, часто с засухами и суховеями.

Климатические параметры района представлены в таблицах 4.1 - 4.3.

Таблица 4.1 - Климатические параметры района застройки

Параметры климатической характеристики	Значение
<b>Холодный период</b>	
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98, °С	-29
Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-24
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-35
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	5,7
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С, дни	127
Средняя температура периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С, дни	-4,7
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ниже 10 °С, дни	206
Средняя температура периода со средней суточной температурой воздуха ниже 10 °С	-0,9
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца %	86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца %	83
Количество осадков за ноябрь - март, мм	206
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	ЮЗ
Максимальная средняя скорость ветра по румбам за январь, м/с	4,6
<b>Тёплый период</b>	
Температура воздуха обеспеченностью 0,99, °С	+27
Средняя максимальная температура воздуха наиболее тёплого месяца, °С	+26
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	+39
Средняя суточная амплитуда наиболее тёплого месяца, °С	+11,2
Средняя суточная относительная влажность воздуха наиболее тёплого месяца, %	68
Средняя суточная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее тёплого месяца, %	53
Количество осадков за апрель - октябрь, мм	364
Суточный максимум осадков, мм	83
Преобладающее направление ветра за июнь-август	СВ
Минимальное значение из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,4

Таблица 4.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

Значение средних месячных и годовых температур, °С, МС Белгород												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,6	-6,0	-0,7	8,4	15,1	18,4	20,1	19,4	13,4	6,9	0,5	-4,3	7,0

Таблица 4.3 - Районы климатических условий эксплуатации

Районирование по СП 20.13330.2016	Район	Нормативное значение
По весу снегового покрова	III	1,5 кН/м <sup>2</sup>
По давлению ветра	II	0,3 кПа
По толщине стенки гололёда	II	5 мм

#### 4.2.3 Геологическое строение района

Участок застройки в геоморфологическом отношении относится к юго-западному склону Средне-Русской возвышенности.

В тектоническом отношении соответствует Восточно-Европейской платформе (структура первого порядка), и занимает юго-западный склон Воронежской антеклизы (структура второго порядка).

Осадочный чехол в большей части территории области имеет значительную мощность: от 100,0 м в сводовой части антеклизы до 1000,0 м у юго-западных границ области. Он сложен известняками, мелом, мергелем, разнообразными песками, суглинками и глинами.

Рельеф представляет всхолмлённую равнину сильно изрезанную оврагами и балками.

Рельеф эрозионного происхождения, выработанный деятельностью текучих вод.

В геологическом строении участка работ, до изученной глубины 20,0 м, по данным бурения принимают участие современные (QIV) аллювиальные, средне- и верхнечетвертичные (QII-III) - аллювиально-делювиальные и делювиальные грунты, а также верхнепермские отложения (P2).

Данные отложения в пределах участка работ развиты повсеместно.

#### 4.2.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунтов в основании линейного сооружения

С поверхности геологический разрез площадки застройки представлен почвенно-растительным слоем мощностью от 0,1 до 0,6 м.

В отдельный инженерно-геологический элемент (ИГЭ) почвенно-растительный слой не выделен, т.к. не является основанием для проектируемых газопроводов и при строительстве подлежит рекультивации.

В геологическом разрезе исследуемой территории в соответствии с номенклатурой грунтов по ГОСТ-25100-2011 выделены следующие элементы:

– ИГЭ-1 классифицируется как песок пылеватый, неоднородный, средней степени водонасыщения, плотный, слабопучинистый. Слой представлен песком коричневым, серовато-коричневым, пылеватым, плотным, влажным, с прослоями суглинка серого полутвёрдого и тугопластичного и редкими прослоями песка жёлтого.

Вскрыт практически по всей трассе проектируемых МГ и ГО с глубины от 0,4 до 20,0 м. Мощность слоя изменяется от 0,5 м до 8,5 м.

– ИГЭ-2 классифицируются как суглинок тяжёлый пылеватый, твёрдый, ненабухающий, непросадочный, с примесью органического вещества, слабопучинистый.

Слой представлен суглинком коричневого, зеленовато-коричневого цвета, с прослоями пылеватого желтовато-коричневого песка, с редкими прослоями суглинка тугопластичного и редким включением дресвы осадочных пород до 3 %.

Слой встречен в начале и средней части трассы проектируемого МГ.

Вскрыт на глубинах от 0,4 м до 15,0 м. Мощность слоя изменяется от 0,5 м до 14,5 м.

– ИГЭ-3 классифицируются как глина лёгкая пылеватая, твёрдая, слабо набухающая, непросадочная, с примесью органического вещества, незасолённая, слабопучинистая.

Слой представлен глиной коричневой, твёрдой, с редкими прослоями песка жёлтого, пылеватого, с незначительными прослоями суглинка тугопластичного.

Вскрыт на глубинах от 0,4 м до 7,0 м. Мощность слоя изменяется от 1,1 м до 7,8 м.

– ИГЭ-4 классифицируются как мергель глинистый известковый, очень низкой прочности, средней плотности, сильновыветрелый, размягчаемый.

Слой представлен мергелем белого цвета, очень низкой прочности, сильновыветрелым, обводнённым и вскрыт на переходах через балку Должик и ручей Пушкарное на глубинах от 4,5 м до 16,0 м. Мощность слоя изменяется от 1,0 м до 9,5 м.

– ИГЭ-5 классифицируются как суглинок тяжёлый пылеватый, тугопластичный, ненабухающий, непросадочный, с примесью органического вещества, среднепучинистый.

Слой представлен суглинком коричневым, серовато-коричневым, тугопластичным, с прослоями песка желтовато-коричневого, пылеватого и редкими линзами глины мягкопластичной и встречен на участках переходов через естественные и искусственные препятствия на глубинах от 0,2 м до 20,0 м. Мощность слоя изменяется от 1,0 м до 12,5 м.

– ИГЭ-6 классифицируются как суглинок тяжёлый пылеватый, твёрдый, ненабухающий, слабопросадочный, с примесью органического вещества, незасолённый, слабопучинистый.

Слой представлен суглинком коричневым, твёрдым, макропористым.

Вскрыт на глубинах от 0,4 м до 5,5 м. Мощность слоя изменяется от 1,5 м до 5,1 м.



– ИГЭ-7 классифицируются как песок мелкий, неоднородный, водонасыщенный, средней плотности, слабопучинистый.

Грунт представлен песком жёлто-коричневым, мелким, средней плотности, водонасыщенным, с прослоями суглинка полутвёрдого.

Вскрыт локально на переходе через ручей на глубине от 5,8 м до 8,5 м.

Мощность слоя изменяется от 3,3 м до 10,5 м.

– ИГЭ-8 классифицируются как суглинок тяжёлый пылеватый, мягкопластичный, ненабухающий, непросадочный, с примесью органического вещества, сильнопучинистый.

Слой представлен суглинком серого, коричневато-серого цвета, мягкопластичным, с прослоями песка коричневого мелкого, водонасыщенного.

Данный грунт вскрыт на переходе через ручей, на глубине от 0,3 м до 8,3 м.

Мощность слоя изменяется от 1,2 м до 7,7 м.

– ИГЭ-9 классифицируются как глина лёгкая пылеватая, твёрдая, ненабухающая, непросадочная, с примесью органического вещества, слабопучинистая.

Слой представлен глиной коричневой с редкими включениями щебня осадочных пород до 3 %. Вскрыт в конце участка изысканий на глубине от 0,4 до 15,0 м.

Мощность слоя изменяется от 1,1 до 10,4 м.

– ИГЭ-10 классифицируются как песок мелкий, однородный, водонасыщенный, плотный, слабопучинистый.

Слой представлен песком желтовато-коричневым, мелким, плотным, водонасыщенным, с тонкими прослоями суглинка серого, тугопластичного, с редкими включениями щебня осадочных пород до 5 %.

Вскрыт локально под почвенно-растительным слоем на глубинах от 0,1 м до 4,0 м.

Мощность слоя 3,9 м.

Залегание всех вышепредставленных слоёв - горизонтальное.

По характеру пространственной изменчивости физико-механические свойства грунтов не изменяются.

Основные нормативные и расчётные характеристики грунтов по результатам лабораторных и полевых исследований приведены в таблице 4.4.



Таблица 4.4 - Нормативные и расчётные показатели грунтов

Номер ИГЭ	Плотность природного грунта, г/см <sup>3</sup> (норм/расч.)	Плотность частиц грунта, (г/см <sup>3</sup> )	Сцепление в природном состоянии, (МПа) (норм/расч.)	Угол внутреннего трения в природном состоянии, град (норм/расч.)	Модуль общей деформации, в природном состоянии, МПа (лабораторн.)
1	1,98/1,97	2,66	-	-	-
2	1,92/1,91	2,70	0,026/0,025	24/23	24.3
3	1,95/1,94	2,72	0,046/0,043	17/17	20.7
4	1,77/1,76	2,70	-	-	-
5	1,94/1,93	2,70	0,019/0,018	20/19	10.1
6	1,88/1,87	2,70	0,023/0,021	24/23	25.0
7	2,02/2,01	2,66	-	-	-
8	1,91/1,89	2,70	-	16/15	6.5
9	1,94/1,94	2,72	0,058/0,055	19/19	18.1
10	2,07/2,06	2,66	-	-	-

Специфические грунты на участке застройки представлены техногенными насыпными, просадочными и набухающими грунтами и органоминеральными грунтами.

Техногенные грунты различного состава и степени уплотнения распространены только на участках переходов насыпи автомобильных и железных дорог.

Данные грунты в отдельный ИГЭ не выделялись и не изучались, так как проектируемый газопровод прокладывается ниже данных грунтов в защитном кожухе под насыпью дорог.

К органоминеральным и слабонабухающим грунтам относятся грунты ИГЭ 2, 3, 5, 6.

Грунтовые условия по просадочности относятся к I типу (просадка от собственного веса не превышает 5 см) и в соответствии с разделом 9 СП 36.13330.2012 проектирование выполнено как для непросадочных грунтов.

Основания, сложенные набухающими грунтами обладают такой способностью как при повышении влажности увеличиваться в объёме - набухать.

При последующем понижении влажности у набухающих грунтов происходит обратный процесс - усадка.

Нормативная глубина промерзания согласно СП 22.13330.2016:

- для суглинков - 96 см;
- для песков пылеватых и мелких - 117 см.

Согласно ГОСТ 9.602-2016 коррозионная агрессивность грунтов оценивается:

- по отношению к углеродистой стали - высокая (максимальный показатель);

- по отношению к свинцовой оболочке кабеля:
  - а) по содержанию органического вещества и по содержанию нитрат-иона - низкая;
  - б) по кислотному показателю рН - средняя;
- по отношению к алюминиевой оболочке кабеля:
  - а) по показателю рН - низкая;
  - б) по содержанию хлор-иона - низкая;
  - в) по содержанию ион-железа - низкая.

Согласно СП 28.13330.2017 грунты по содержанию сульфатов являются неагрессивными к конструкциям из бетона марок по водонепроницаемости W4, W6, W8 на портландцементе и шлакопортландцементе, на сульфатостойких цементах; по содержанию хлоридов неагрессивны к арматуре в железобетонных конструкциях для бетонов марок по водонепроницаемости W4, W6, W8.

Группа грунтов по трудности разработки одноковшовым экскаватором принята в соответствии с ГЭСН-2001 и представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Группы грунтов по трудности разработки

№ ИГЭ	Описание ИГЭ	ГЭСН 81-02-Пр-2001	
		Трудность разработки № п/п Приложение 1.1	Категория грунтов по трудности разработки
1	песок пылеватый, неоднородный, средней степени водонасыщения, плотный, слабопучинистый	29а	1
2	суглинок тяжёлый пылеватый, твёрдый, ненабухающий, непросадочный, с примесью органического вещества, слабопучинистый	35в	2
3	глина лёгкая пылеватая, твёрдая, слабо набухающая, непросадочная, с примесью органического вещества, незасолённая, слабопучинистая	8г	3
4	мергель глинистый известковый, очень низкой прочности, средней плотности, сильновыветрелый, размягчаемый	24а	4
5	суглинок тяжёлый пылеватый, тугопластичный, ненабухающий, непросадочный, с примесью органического вещества, среднепучинистый	35в	2
6	суглинок тяжёлый пылеватый, твёрдый, ненабухающий, слабопросадочный, с примесью органического вещества, незасолённый, слабопучинистый	35в	2
7	песок мелкий, неоднородный, водонасыщенный, средней плотности, слабопучинистый	29а	1
8	суглинок тяжёлый пылеватый, мягкопластичный, ненабухающий,	35а	1

	непросадочный, с примесью органического вещества, сильнопучинистый		
9	глина лёгкая пылеватая, твёрдая, ненабухающая, непросадочная, с примесью органического вещества, слабопучинистая	8г	3
1	песок мелкий, однородный, водонасыщенный, плотный, слабопучинистый	296	1

#### 4.2.5 Гидрогеологические условия

В структурном отношении район застройки расположен в северо-восточной части Днепровско-Донецкого артезианского бассейна, где в коре выветривания кристаллического фундамента, погружающегося в юго-западном направлении, выделяются трещинные воды архей и протерозойского водоносного комплекса.

Гидрографическая сеть водосборов представлена постоянно действующими реками и ручьями, а также временными водотоками, возникающими в период весеннего снеготаяния или интенсивных дождей в летне-осеннее время, и озёрами, болотами, искусственными прудами и водохранилищами.

Режим рек характеризуется достаточно выраженным весенним половодьем и летне-осенне-зимней меженью, нарушаемой дождевыми паводками.

На участке работ проектируемая трасса МГ DN 1200 пересекает ручей Пушкарное, балку Должик и многочисленные ложбины, представляющие собой в период паводка временную гидрографическую сеть.

Ручей Пушкарное (ширина 30,2 м глубина 0,3 м) имеет длину менее 10 км.

В соответствии со статьёй 65 Водного кодекса РФ ширина водоохранной зоны (ВЗ) составляет 50,0 м, ширина прибрежной защитной полосы (ПЗП) составила 50,0 м.

Балка Должик имеет довольно крутые склоны (более 15°) поросшие луговой растительностью и кустарником.

Дно балки - заросшее кустарником и редколесьем. Сток отсутствует.

Ложбины представляют собой незначительные понижения местности.

Сток может наблюдаться только в исключительных случаях в период очень сильных дождей. Склоны ложбины распаханы под сельхозугодия.

Все водотоки по дну балок типовые, являются пересыхающими.

Пересечения с водотоками и балками на участке прокладки ГО DN 500 отсутствуют.

Грунтовые воды в пределах трассы проектирования приурочены к наиболее пониженным частям рельефа.

Подземные воды безнапорные, водоупорными грунтами являются глинистые отложения твёрдой и полутвёрдой консистенции.

Питание водоносного горизонта преимущественно за счёт инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка происходит в местную эрозионную сеть.

Уровень грунтовых вод непостоянный, может меняться в сторону повышения, так как подвержен сезонным колебаниям в период таяния снега и летних ливневых дождей. Амплитуда колебаний уровня грунтовых вод по трассе может составить на 1,0 м выше замеренного.

Подземные воды по химическому составу сульфатные, гидрокарбонатно-сульфатные, магниевые, кальциево-магниевые.

Подземные воды по минерализации классифицируются как пресные, по водородному показателю слабокислые.

По содержанию основных компонентов, в соответствии с СП 28.13330.2016 подземные воды неагрессивные по отношению к бетону марки W4-W12.

Воды неагрессивные по отношению к арматуре железобетонных конструкций при постоянном погружении и при периодическом смачивании по содержанию хлоридов.

Коррозионная агрессивность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля - низкая, по отношению к алюминиевой оболочке кабеля от низкой до средней.

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

По сложности инженерно-геологических условий участок трассы относится ко II-ой (средней) категории сложности.

Согласно СП 115.13330.2016 территория по категории опасности природных процессов оценивается следующим образом:

- по процессу землетрясения - умеренно опасная;
- по процессу морозного пучения - умеренно опасная;
- по процессу подтопления - умеренно опасная;
- по просадочности - умеренно опасная;
- по процессу плоскостной и овражной эрозии - умеренно опасная;
- по процессу карстоопасности - умеренно опасная.

#### ***Сейсмичность:***

Территория застройки по сейсмическому районированию относится к пятибалльной шкале и не требует разработки дополнительных антисейсмических мероприятий.

#### ***Процессы овражно-балочной эрозии:***

Эрозионные процессы на участке прохождения трассы не активны: склоны задернованы, покрыты древесно-кустарниковой растительностью, грунты устойчивые, вода по склонам бровок в балках и ложбинах не вскрыта.

**Оценка карстоопасности участка:**

Поверхностных проявлений карста по пути следования трассы газопровода при рекогносцировочном обследовании не обнаружено.

**Подтопление:**

По критерию типизации район по подтопляемости относится в основном к П-А-1 (потенциально подтопляемый в результате катастрофических паводков и в многоводные годы).

Участки, на которых естественный уровень подземных вод, в период сезонного (весеннего) половодья может подняться выше критического уровня (переходы МГ через балки) отнесены к I типу (1-А-2) - сезонно подтапливаемым.

**Сезонное промерзание и морозное пучение грунтов:**

По трассе просадочные грунты представленные грунтами ИГЭ-5 (среднепучинистые) и ИГЭ-8 (сильнопучинистые).

С целью предупреждения развития опасных физико-геологических процессов (подтопление, просадка и морозное пучение грунтов) способных отрицательно повлиять на эксплуатацию проектируемого сооружения при строительстве предусматривается:

- производство земляных работ в сухое время года (разработка траншей в период отсутствия осадков);
- организация поверхностного стока от строительных площадок, с целью недопущения обводнения и заболачивания территорий, уменьшающих несущую способность грунтов в основании линейного сооружения;
- ограничение выработки земляных масс, в период выпадения атмосферных осадков из расчёта сменной (не более одной смены) укладки и засыпки трубопровода;
- обратная засыпка траншей в пучинистых грунтах, с послойным уплотнением, до естественной плотности грунта;
- планировка и укрепление склонов оврагов технической и биологической рекультивацией;
- исключение формирования на склонах водных потоков вдоль трассы проектируемого газопровода организацией водоотвода при планировке строительной полосы;
- обеспечение продольной устойчивости трубопровода на переходах через водотоки и участках с высоким уровнем грунтовых вод и болотистых участках применением балластирующих устройств;

– комплексная защита газопровода от коррозионной активности грунтов и грунтовых вод антикоррозионными покрытиями (пассивная защита) и средствами ЭХЗ (активная защита).

Для обеспечения надёжности газопровода и минимизации негативного воздействия на окружающую среду при строительстве, в ППР предусмотреть мероприятия направленные на сохранение естественного режима поверхностного стока пересекаемой местности, в том числе:

– исключить перегораживание постоянных и сезонных водных потоков земляными валами для прохода техники, а также исключить засорение тальвегов (пониженных участков рельефа) и русел водотоков.

– при устройстве вдольтрассовых переездов на участках пересечения сезонных и постоянных водных потоков предусмотреть устройство водопропускных сооружений с параметрами, обеспечивающими пропуск расчётных расходов воды.

– при планировке строительной полосы по возможности избегать концентрации поверхностного стока на крутых склонах вблизи их бровок, либо предусматривать транзит стока до дна водотоков по укреплённым кюветам.

Других опасных инженерно-геологических и гидрогеологических явлений в виде селей, камнепадов, оползней и лавин непосредственно на участке застройки не выявлено.

## **5 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трассы**

В настоящее время существующие нитки МГ ШБКБ (DN700 и DN 800) на участке от 123 до 156 км оказались в пределах городской и промышленной застройки г. Белгород, что противоречит требованиям действующего законодательства и создаёт потенциальную опасность для населения, находящегося в районе размещения линейного объекта.

Для доведения технического состояния МГ согласно требованиям действующих нормативных документов, предусмотрена реконструкция участка газопровода выносом за пределы городской черты.

Для обеспечения технологической схемы газоснабжения новой АГРС-1А от которой производится газоснабжение г. Белгород предусмотрено строительство газопровода отвода DN 500 от МГ «ШБКБ» на участке реконструкции до проектируемой АГРС-1А.

Во исполнение требований ФНиП ПБ ОПО МТ основными критериями выбора трассы магистрального газопровода послужило:

- обеспечение высокой эксплуатационной надёжности;
- соблюдение минимально-допустимых расстояний до нормируемых объектов, зданий и сооружений на участках параллельного следования и приближения;
- обеспечение поточного строительства объекта;
- минимизация ущерба земельным угодьям и растительному миру, связанного с изъятием земель для строительства;
- соблюдение законных интересов собственников земельных участков;
- оптимизация объёмов расходования МТР;
- соблюдение требований задания на проектирование.

В соответствии с требованиями ФНиП ПБ ОПО МТ при выработке проектных решений по прокладке трассы и размещению площадочных сооружений на ЛЧ МГ учтены:

- природно-климатические, геологические и гидрогеологические условия строительства;
- месторасположение близлежащих населённых пунктов;
- наличие близко расположенных промышленных и сельскохозяйственных объектов, отдельных зданий и сооружений, жилых, общественно-деловых зон;
- наличие подземных и надземных коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на безопасность ОПО МТ.

В соответствии с требованиями ФНиП ПБ ОПО МТ трассы газопроводов с площадочными сооружениями размещены с учётом безопасных расстояний от ближайших

населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, отдельных зданий и сооружений, жилых и общественно-деловых зон, нормируемых требованиями СП 36.13330.2012.

Проектируемая площадка ГРП-1 в соответствии с заданием на проектирование выбрана в районе существующей ГРС-1. Трасса проектируемого распределительного газопровода от ГРС-1А до ГРП-1 выбрана в коридоре с существующими газопроводами, частично по новой трассе (там, где невозможно разместить новую трассу в одном коридоре по минимально допустимым расстояниям).

На отдельных участках нарушения МДР безопасность объекта обеспечена за счёт выработки компенсирующих мероприятий с разработкой и утверждением СТУ в установленном порядке.

По пути следования трассы МГ имеются пересечения с естественными и искусственными препятствиями, различными инженерными сооружениями.

Основной способ прокладки газопроводов принят подземный.

Минимальная нормативная глубина заложения газопроводов до верха трубы принята не менее нормативных значений 0,8 м для DN 500 - 800 и не менее 1,0 м для DN 1000, 1200.

Фактическая глубина прокладки МГ до верха трубы с учётом существующего положения в точках подключения и фактической глубины прокладки действующих коммуникаций на участках взаимного пересечения (минимальное / максимальное значение по трассе газопроводов согласно продольным профилям):

- для DN 500 - от 0,99 до 1,8 м;
- для DN 700, DN 800 - от 1,02 до 1,66 м;
- для DN 1000 - от 1,2 до 2,33 м;
- для DN 1200 - от 1,1 до 5,9 м.

Повороты линейной части газопроводов в вертикальной и в горизонтальной плоскости предусмотрены упругим изгибом сваренной нитки газопровода или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов. Отводы приняты холодного и горячего гнутья с минимальным радиусом изгиба не менее 5DN из условия прохождения очистных устройств.



## **6 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объект**

Данным проектом предусматривается вынос участка трассы газопровода за пределы перспективной застройки города Белгорода, оснащение этого участка камерами запуска и приема очистных устройств и линейными крановыми узлами, вынос существующей ГРС-1 за пределы перспективной застройки города Белгорода с увеличением ее производительности и переименованием в ГРС-1А, строительство ГРП-1 в районе существующей ГРС-1, соединение ГРС-1А и ГРП-1 газопроводом  $P_u=1,2$  МПа, а также строительство сопутствующих систем (связь, ЭХЗ, электроснабжение, телемеханизация и т.д.).

МГ «Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск» предназначен для транспортировки природного газа, с заданными параметрами при стационарном режиме, в целях бесперебойной поставки газа потребителям в соответствии с утверждённым планом.

### **Магистральный газопровод**

Начальными точками трассы проектируемого обводного магистрального газопровода являются точки врезки в МГ «ШБКБ» I DN 700 и МГ «ШБКБ» II (лупинг) DN 800 в районе 156 км трассы.

Конечной точкой обводного газопровода являются точки врезки в МГ «ШБКБ» I DN 700 и МГ «ШБКБ» II DN 1020 в районе 123 км трассы.

### **Газопровод-отвод**

Монтаж линий подключений ГО DN500мм с узлами отводных кранов (см. том 4.4.4.1 0398.001.001.П.0002-ИЛО4.1) на основной линии и линии резервного подключения на 0 км трассы ГО до АГРС-1А г. Белгород, в том числе:

- с ПК 0б+00 (т. врезки в шлейф подключения МГ DN 800) до ПК 1б+00;
- с ПК 0в+00 (т. врезки в шлейф подключения МГ DN 700) до ПК 0+69,57 (т. врезки в основную линию ГО).

Монтаж ГО предусмотрен от точки врезки в узел подключения ГО к МГ на ПК 1б+00 до точки врезки во входной патрубок АГРС-1А на ПК 4б+14,09.

Общее направление ГО - юго-восточное.

### **Распределительный газопровод**

Начальной точкой (ПК0) трассы газопровода  $P_N=1,2$ МПа является точка выхода из проектируемой АГРС-1А.

Конечной точкой проектируемого газопровода ПК 174+03,52 является проектируемый ГРП-1 в районе существующей ГРС-1 г. Белгород.

## 7 Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Общее функциональное назначение проектируемого газопровода МГ Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск DN 1200 заключается в транспортировке природного газа, с заданными параметрами при стационарном режиме, в целях бесперебойной поставки газа потребителям в соответствии с утверждённым планом.

Основные технико-экономические показатели строительства проектируемого объекта представлены в таблице 7.1

Таблица 7.1 - Основные технико-экономические показатели

Наименование	Ед. изм.	Кол-во
<b>Обводной магистральный газопровод МГ Шебелинка-Белгород-Курск-Брянск</b>		
Диаметр	мм	1220x12/1220x16
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	44,24
Производительность	тыс. м3/час	517,0
<b>Шлейф подключения DN 700 на 156 км</b>		
Диаметр	мм	720x10/720x9
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	0,49 км
<b>Шлейф подключения DN 800 на 156 км</b>		
Диаметр	мм	820x12/820x10
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	0,55
<b>Шлейф подключения DN 700 на 123 км трассы МГ</b>		
Диаметр	мм	720x10/720x9
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	0,115
<b>Шлейф подключения DN 1000 на 123 км трассы МГ</b>		
Диаметр	мм	1020x12
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	0,051
<b>Газопровод-отвод к АГРС-1А</b>		
Диаметр	мм	530x8,0
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	0,41
Производительность	тыс. м3/час	384,00
<b>Линия резервного подключения ГО к АГРС-1А</b>		

Диаметр	мм	530x8,0
Рабочее давление	МПа	5,4
Протяженность газопровода	км	0,69
<b>Автоматизированная газораспределительная станция ГРС-1А</b>		
Производительность	тыс. м <sup>3</sup> /час	300,00
Давление на входе	МПа	5,4
Давление на выходе	МПа	1,2
Количество выходов	шт.	1
<b>Распределительный газопровод</b>		
Диаметр	мм	1220x12 мм
Рабочее давление	МПа	1,2
Протяженность газопровода	км	17,4
<b>Газораспределительный пункт</b>		
Производительность	тыс. м <sup>3</sup> /час	232,8
Производительность по выходу № 1, max/min	тыс. м <sup>3</sup> /час	80,00/8,0
Производительность по выходу № 2, max/min	тыс. м <sup>3</sup> /час тыс. м <sup>3</sup> /час	70,00/7,0
Производительность по выходу № 3, max/min	тыс. м <sup>3</sup> /час	80,00/8,0
Производительность по выходу № 4, max/min	тыс. м <sup>3</sup> /час	2,8/0,3
Количество выходов	шт.	4
Давление на входе	МПа	1,2
Давление на выход:		
- Выход № 1	МПа	1,2
- Выход № 3	МПа	0,6
- Выход № 3	МПа	0,3
- Выход № 4	МПа	0,6

### Гидравлический расчет.

Максимальная производительность МГ DN 1200 с учётом перспективы газопотребления определена в ранее разработанном проекте ЗАО «ГазНИИпроект» (Шифр 841.06) гидравлическим расчётом и составляет 517,0 тыс. м<sup>3</sup>/час (13,19 млн. м<sup>3</sup>/сутки).

Согласно техническим условиям ОАО «Белгородоблгаз» № 03/2839 от 12.10.06 г. с изменениями № КГ-03/4926 от 31.10.2013 производительность газопровода отвода DN 500 составляет 300 тыс. м<sup>3</sup>/час.

Диаметры МГ и ГО определены по результатам гидравлического расчета выполненного ЗАО «ГазНИИпроект» (проект шифр 841.06).

Гидравлический расчет МГ выполнен из условия обеспечения пропускной способности однониточного газопровода на участке выноса не ниже существующей, для двухтрубной системы состоящей из параллельных газопроводов «ШБКБ» I и II нитки DN 800 и DN 700 с учётом перспективного роста потребления газа  $Q_{\text{мг}}=517,0 \text{ тыс. м}^3/\text{час}$ .

Гидравлический расчёт выполнялся в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

## **8 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намеченные этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию**

### **8.1 Общие сведения**

Проектом предусматривается 2 этапа реконструкции:

- Этап 1 – капитальный ремонт газопроводов DN1000/800 и DN700, их переизоляция, замена запорной арматуры, понижение рабочего давления;
- Этап 2 – реконструкция путем строительства (выноса из зоны застройки г. Белгорода) обводного газопровода и существующей ГРС-1А.

На первом этапе реконструкции предусмотрен монтаж линий подключений ГО DN500мм с узлами отводных кранов (см. том 4.4.4.1 0398.001.001.П.0002-ИЛО4.1) на основной линии и линии резервного подключения на 0 км трассы ГО до АГРС-1А г. Белгород, в том числе:

- с ПК 0б+00 (т. врезки в шлейф подключения МГ DN 800) до ПК 1б+00;
- с ПК 0в+00 (т. врезки в шлейф подключения МГ DN 700) до ПК 0+69,57 (т. врезки в основную линию ГО).

На втором этапе реконструкции предусматривается:

- Строительство магистрального газопровода DN1200мм, PN 5,4Мпа (вынос участка 120 – 160 км газопровода Шебелинка-Брянск протяженностью около 44.7км за границу городской черты г. Белгород);
- Строительство крановых узлов, узла запуска ВТУ DN1200, узла приема ВТУ DN1200 на линейной части магистрального газопровода предусматривается;
- Строительство ГРС (вынос существующей ГРС-1 г. Белгорода за границу городской черты (строительство новой ГРС-1А ориентировочно на 156 км газопровода Шебелинка-Брянск));
- Строительство газопровода-отвода DN 500 для подачи газа на новую АГРС-1А г. Белгород (монтаж ГО предусмотрен от точки врезки в узел подключения ГО к МГ на ПК 1б+00 до точки врезки во входной патрубок АГРС-1А на ПК 4б+14,09);
- Строительство ГРП-1 – в районе ГРС-1 г. Белгорода (с последующим демонтажем существующей ГРС);
- Строительство газопровода давлением P=1,2 МПа от проектируемой ГРС-1А до проектируемого ГРП-1.

На период проведения реконструкции ГРС снабжение потребителей природным газом предусматривается от существующей ГРС.

В соответствии с ТУ № 02/13713 от 07.08.2019 г. выданных ООО «Газпром трансгаз Москва» в местах подключения проектируемого МГ к двум существующим ниткам газопровода «ШБКБ» предусматривается замена участков действующих газопроводов на расстоянии по 250,0 м от точки подключений с доведением данных участков до категории П.

Необходимый уровень конструктивной надёжности газопроводов после проведения реконструкции предусматривается за счёт:

- выработки организационных, технических, технологических и конструктивных решений, принятых в строгом соответствии с требованиями Российского законодательства, стандартов и сводов правил в области промышленной безопасности, включённых в доказательную базу Технического регламента о безопасности зданий и сооружений;
- применения сертифицированных в установленном порядке всех МТР для линейного объекта;
- категорирования газопровода и его участков в зависимости от назначения и условий прокладки;
- применения коэффициентов надёжности при расчётах, определяющих вероятностный характер различных факторов, влияющих на несущую способность газопровода;
- определения объёма неразрушающего контроля сварных соединений, величины испытательного давления в зависимости от принятой категории участков трубопровода;
- безопасного размещения площадочных сооружений на линейной части в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;
- определения охранных зон газопровода;
- применения аттестованной технологии сварки труб, деталей и оборудования;
- выбора параметров оборудования на линейной части в соответствие с техническими требованиями, предъявляемыми к оборудованию на опасных производственных объектах;
- комплексной защиты трубопроводов и оборудования от коррозии изоляционными материалами и средствами ЭХЗ;
- обеспечения местного и дистанционного управления запорной арматурой с контролем технологических параметров средствами телемеханизации и автоматизации;
- защиты надземных сооружений на открытых площадках линейной части газопровода от статического электричества, молниезащиты и заземления оборудования;
- обеспечения устойчивости трубопровода против всплытия применением балластирующих устройств с расчётным шагом;

- применения стальных футляров для защиты МГ от динамических нагрузок на переходах через категорийные автодороги и железные дороги;
- возможность контроля газовой среды в затрубном пространстве защитного кожуха с поверхности, без необходимости вскрытия концевых участков перехода, с помощью переносных газоанализаторов;
- обустройства постоянных проездов из железобетонных плит в местах постоянного проезда техники;
- проведения испытаний трубопровода повышенными давлениями;
- контроля качества выполняемых работ на всех стадиях строительно-монтажных работ в объёмах, регламентируемых нормативными документами в области строительного производства;
- расстановки по трассам линейных сооружений опознавательных предупредительных знаков для исключения несанкционированного воздействия со стороны.

На стадии строительства безопасность проектируемого объекта предусматривается за счёт выполнения всего комплекса работ в строгом соответствии с нормативными требованиями, в технологической последовательности, исходя из поточного метода производства, когда окончание одних работ не является источником повышенной опасности для последующих.

В процессе эксплуатации линейного сооружения предусматривается систематическое ведение мониторинга технического состояния трубопровода.

## **8.2 Описание трассы проектируемого МГ и ГО**

### **Магистральный газопровод**

Трасса проектируемого МГ находится в 20 км к северо-западу, западу и юго-западу от г. Белгород и проложена в общем южном направлении (по направлению увеличения пикетажа).

Начальными точками трассы проектируемого обводного магистрального газопровода являются точки врезки в МГ «ШБКБ» I DN 700 и МГ «ШБКБ» II (лупинг) DN 800 в районе 156 км трассы.

Шлейфы подключения DN 700 от ПК 0+00 до ПК 5+00 и DN 800 от ПК 0а+00 до ПК 5а+53,84 проложены в общем западном направлении.

С ПК 5+00 до ПК 442+74,8 трасса МГ меняет диаметр на DN 1200 и прокладывается в общем южном направлении с изменениями направления на отдельных участках на юго-западное и юго-восточное.

На участке с ПК 26+02 до ПК 145+43 трасса МГ следует параллельно железной дороге общей сети «Белгород - Тамаровка» на расстоянии от 173,0 м до 2000,0 м, и

параллельно автомобильной дороге 14К-4 «Белгород - Грайворон - Козинка», на расстоянии от 370,0 м до 1050,0 м.

С ПК 145+43 до ПК 285+65,6 трасса МГ следует в общем южном направлении и далее меняя общее направление на юго-восточное следует до ПК 442+74,8.

С ПК 442+74,8 трасса МГ до точки врезки в существующую линию МГ «ШБКБ» на 123 км трассы подключается шлейфом DN 1000.

Вторая линия МГ «ШБКБ» (лупинг) подключается к проектируемому участку газопровода шлейфом подключения DN 700 от ПК 0г+00 до ПК 1г+15,4

Конечной точкой обводного газопровода являются точки врезки в МГ «ШБКБ» I DN 700 и МГ «ШБКБ» II DN 1020 в районе 123 км трассы.

### **Газопровод-отвод**

На первом этапе реконструкции предусмотрен монтаж линий подключений ГО DN 500мм с узлами отводных кранов (см. том 4.4.4.1 0398.001.001.П.0002-ИЛО4.1) на основной линии и линии резервного подключения на 0 км трассы ГО до АГРС-1А г. Белгород, в том числе:

- с ПК 0б+00 (т. врезки в шлейф подключения МГ DN 800) до ПК 1б+00;
- с ПК 0в+00 (т. врезки в шлейф подключения МГ DN 700) до ПК 0+69,57 (т. врезки в основную линию ГО).

Общее направление ГО - юго-восточное.

Монтаж ГО на втором этапе предусмотрен от точки врезки в узел подключения ГО к МГ на ПК 1б+00 до точки врезки во входной патрубок АГРС-1А на ПК 4б+14,09.

### **8.3 Линейная часть МГ и ГО**

В рамках реализации объекта предусматривается строительство следующих сооружений:

- магистральный газопровод DN 1200  $P_{раб}=5,45$ МПа 44,24 км в плане;
- шлейф подключения DN 700 - 0,49 км и DN 800 - 0,55 км на 156 км;
- шлейф подключения DN 700 - 0,115 км и DN 1000 - 0,051 на 123 км трассы МГ;
- крановый узел DN700 с односторонней продувкой ПК0г+22;
- крановый узел DN700 с односторонней продувкой ПК4+90;
- крановый узел DN1200 с односторонней продувкой ПК5а+0;
- крановый узел DN1200 с двухсторонней продувкой на ПК208+30;
- крановый узел DN1200 с односторонней продувкой ПК442+65,5;
- узел запуска ВТУ DN 1200 на ПК 5+96,3;
- узел приема ВТУ DN 1200 на ПК 441+000 трассы;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;



- узлы подключения в существующий газопровод;
- знаки обозначения и закрепления трассы на местности;
- газопровод-отвод DN 500, PN =5,45 МПа длиной в плане 0,41 км;
- линия резервного подключения ГО DN 500, PN =5,45 МПа длиной в плане 0,69 км;
- крановый узел DN500 с односторонней продувкой ПК0б+30 (ГО к ГРС1А);
- крановый узел DN500 без продувки ПК0в+45(ГО к ГРС1А);
- знаки обозначения и закрепления трассы на местности.

Проектом предусматривается подземная прокладка газопровода в существующую траншею с укладкой преимущественно параллельно рельефу местности.

Минимальная глубина траншеи принята не менее значений, регламентированных требованиями СП 36.13330.2012 (0,8 м - для DN 500-800 и 1,0 м - для DN 1000, 1200) до верха трубы с учётом фактических высотных отметок залегания существующего газопровода с доработкой траншеи на отдельных участках до нормативных значений.

В соответствие с требованиями ФНиП ПБ ОПО МТ на наиболее опасных участках трассы МГ (переходы и пересечения с естественными и искусственными препятствиями, участки сближения с нормируемыми сооружениями) принята увеличенной, в том числе:

- на участках газопровода категории I с нарушениями минимальных расстояний от оси проектируемого газопровода до объектов, зданий, сооружений глубина заложения принята увеличенной по сравнению с СП 36.13330.2012 не менее 1,2 м до верха трубы;

- на участках газопровода категории В с нарушениями минимальных расстояний от оси проектируемого газопровода до объектов, зданий, сооружений глубина заложения принята не менее 1,4 м до верха трубы;

- заглубление участка газопровода, прокладываемого под автомобильными дорогами, принято увеличенным не менее 1,4 м согласно СП 36.13330.2012 п. 10.3.4 от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

- на переходах через водные преграды проектная отметка верха забалластированного газопровода предусматривается:

- а) на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва с учётом возможных деформаций в течение 25 лет после окончания строительства;

- б) не менее 1,0 м от естественных отметок дна водотока.

при пересечении МГ с подземными инженерными коммуникациями проектное положение газопровода предусматривается из условия обеспечения расстояния в свету не менее 0,5 м на пересечении с кабельной продукцией согласно СП 18.13330.2011 и не менее 0,35 м на пересечении с трубопроводами согласно СП 36.13330.2012.

### 8.3.1 Категория и класс проектируемого газопровода

Категорирование и классификация проектируемого МГ DN 1200 PN 5,45 МПа выполнены согласно требованиям раздела 6 СП 36.13330.2012:

- класс МГ и ГО по рабочему давлению - «I»;
- категория МГ (по назначению и номинальному диаметру) - «III»;
- категория ГО (по назначению и номинальному диаметру) - «IV»;

Категории отдельных участков МГ в зависимости от назначения и условий прокладки предусматриваются согласно таблицам 3 и 4 СП 36.13330.2012 и письму ОАО «Газпром» от 29.06.2015 № 03/08/1-3800 (в части категории «B» на переходах через ж.д.), в том числе:

**Переходы МГ через железные дороги общей сети с прилегающими участками:**

- переход МГ через железную дорогу общей сети, включая участки длиной не менее 50,0 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи - категория «B»;
- участки МГ примыкающие к переходам через ж.д. категории «B» в пределах 175,0 м (согласно таблице 4 СП 36.13330.2012) - категория «II».

**Переходы через категорийные автодороги с прилегающими участками:**

- переходы МГ через автодороги 2-ой - 4-ой категорий, включая участки по 25,0 м по обе стороны от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги - категория «I»;
- участки по 200,0 м, примыкающие к участку перехода МГ I категории через автодорогу 2-ой категории - категория «II»;
- участки по 150,0 м, примыкающие к участку перехода МГ I категории через автодорогу 4-ой категории - категория «III».

**Площадочные сооружения на ЛЧ с прилегающими участками:**

- узлы камер запуска/приема ВТУ, а также участки газопровода длиной 100,0 м, примыкающие к узлам - категория «I»;
- узлы запорной арматуры с прилегающими участками по 250,0 м - категория «II».

**Пересечения с инженерными коммуникациями:**

- пересечения МГ с подземными коммуникациями в пределах по 20,0 м в обе стороны от пересечения - категория «II»;
- пересечения с ВЛ 10, 35, 110 кВ - категория «III».

**Переходы через водные преграды:**

- несудоходные шириной зеркала воды в межень более 25,0 м в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25,0 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) - категория «I».

**Нормируемые участки прокладки:**

– участки газопровода, прокладываемые по землям сельскохозяйственных культур - категория «Ш»;

– переходы через овраги, пересыхающие ручьи - категория «Ш».

В целях Технического регламента о безопасности зданий и сооружений согласно требованиям СП 36.13330.2012 на участках нарушения МДР с населёнными пунктами и нормируемыми сооружениями предусматривается повышение категории в соответствие с разработанными и утверждёнными в установленном порядке СТУ. Сведения о категории участков вынужденных нарушений МДР от оси проектируемого МГ приведены в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Сведения о категории участков вынужденных нарушений МДР

Объекты, здания сооружения	Длина участка, м	ПК	Диаметр газопровода, толщина стенки, мм	Минимальное расстояние, м, по СП 36.13330.2012 (п. 7.15)	Фактическое расстояние до объекта, м	Принятая категория МГ
Хутор Березово Ериковского сельского поселения муниципального района «Белгородский район»	250	ПК0(3)+00 - ПК2(3)+50	820x10	200	92,67-196,18	II
	250	ПК0(4)+00 - ПК2(4)+50	720x10	200	87,74-124,13	В
	21	ПК0+00 - ПК0+21	720x10	200	107,18-127,26	В
	79	ПК0+21 - ПК1+00	720x9	200	127,26-200	II
	150	ПК0а+00 - ПК1а+50	820x10	200	143,61-200	II
Село Пушкарное Стрелецкого сельского поселения муниципального района «Яковлевский район»	327,1	ПК115+86 - ПК119+09	1220x14	300	220,37-300	II
	36	ПК119+09 - ПК119+45	1220x14	300	220,37-300	I
	143	ПК119+45 - ПК120+88	1220x14	300	220,37-300	II
	52	ПК120+88 - ПК121+40	1220x12	300	220,37-300	III
Аэродром	1390,47	ПК125+00 - ПК137+38	1220x12	300	99,30-300	III
Автомобильная дорога категории II Белгород-Томаровка	27	ПК145+43 - ПК145+70	1220x14	225	105,02-120,67	II
	92	ПК145+70 - ПК 146+62	1220x16	225	120,67-174,54	В
	148	ПК 146+62 - ПК148+10	1220x14	225	174,54-220,14	II
	49	ПК148+10 - ПК148+59	1220x12	225	220,14-225	III
АЗС	226	ПК151+96 - ПК154+22	1220x12	300	279,04-300	III
Автомобильная дорога категории IV Томаровка-Бессоновка	37	ПК217+95 - ПК218+32	1220x12	175	147,50-167,67	III
	328	ПК218+32 - ПК221+60	1220x16	175	141,40-208,87	В
Участок организованного выпаса скота	89	ПК401+80 - ПК402+69	1220x14	225	141,40-208,87	II
	78	ПК402+69 - ПК403+47	1220x16	225	111,58-141,40	В
Село Долбино Веселолопанского сельского поселения муниципального района «Белгородский район»	215,33	ПК403+47 - ПК405+56	1220x16	300	18-210	В
	108	ПК405+56 - ПК406+64	1220x14	300	210	I
	117	ПК406+64 - ПК407+81 (пересечение с железной дорогой)	1220x16	300	210	В
	181,4	ПК407+81 - ПК409+53	1220x14	300	210	I
	647	ПК409+53 - ПК416+00,0	1220x14	300	23,25-210	II

Село Новая Деревня Майского сельского поселения муниципального района «Белгородский район»	56	ПК429+44 - ПК430+00	1220x14	300	293,96-300	II
Село Головино Головинского сельского поселения муниципального района «Белгородский район»	194,5	ПК434+64 - ПК436+58,5	1220x14	300	292	II
	103,5	ПК436+58,5 - ПК437+62,0	1220x14	300	209	II
	238,0	ПК437+62,0 - ПК440+00,0	1220x14	300	86-104	II
	275,16	ПК440+00,0 - ПК442+75,20	1220x14	300	50-75	I
	15	ПК442+75,20 - ПК442+90,2	1020x12	300	50-75	I
	35,47	ПК442+90,2 - ПК443+25,67	1020x12	300	86	II
115	ПК0г+00 - ПК1г+15	720x9	200	60-109	II	

### 8.3.2 Трубы

Толщины стенок газопроводов определены расчетами на прочность и устойчивость, исходя из максимального рабочего давления 5,4 МПа, с учетом коэффициентов условий работы, надежности по материалу, надежности по нагрузке на основании СП 36.13330.2012 и с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденные приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013г. №520 (далее ФНиП «ПБ ОПОМГ»). Максимальное давление в газопроводе, при его эксплуатации и испытаниях, не должно превышать заводского испытательного давления.

Для ЛЧ МГ с учётом закупленных ранее труб проектом предусматривается применение труб стальных, электросварных, прямошовных изготовленных из листового проката методом сварки под флюсом, в том числе:

– производства Группа «Челябинский трубопрокатный завод» (АО «ЧТПЗ»):

а) трубы по ТУ 14-158-153-05 1220x12 мм сталь 10Г2ФБЮ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества труб «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) для участков категории III (ранее закупленные);

б) трубы по ТУ 14-158-153-05 1220x16 мм сталь 10Г2ФБЮ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества труб «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) для участков категории В (ранее закупленные).

– трубы производства АО «Выксунский металлургический завод» (АО «ВМЗ»):

а) новые трубы по ТУ 1381-012-05757848-2015 1220x12 мм сталь 10Г2ФБ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества труб «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) для участков категории III;

б) трубы по ТУ 1381-012-05757848-2005 1220x14 мм сталь 10Г2ФБ сталь 10Г2ФБ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) для участков категории I - II (ранее закупленные);

в) новые трубы по ТУ 1381-012-05757848-2015 1220x14 мм сталь 10Г2ФБ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества труб «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) для участков;

г) новые трубы по ТУ 1381-012-05757848-2015 1220x16 мм сталь 10Г2ФБ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества труб «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) для участков категории В.

Для участков подключения реконструируемого МГ к двум существующим линиям МГ «ШБКБ» I и II предусматривается применение труб стальных, электросварных, прямошовных изготовленных из листового проката методом сварки под флюсом, в том числе:

– трубы 1020x12 мм сталь 10Г2ФБ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества труб «D» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2015 производства АО «ВМЗ»;

– трубы 820x10 мм сталь 09Г2ФБ с классом прочности металла труб К56 (трубы ДСФ, категории качества труб «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 14-3Р-1270-2009 производства АО «ЧТПЗ» (ранее закупленные);

– трубы 820x12 мм сталь 10Г2ФБЮ с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2005 производства АО «ВМЗ» (ранее закупленные);

– трубы 820x10 мм сталь 13Г1С-У с классом прочности металла труб К55 (трубы ДСФ, категории качества «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2005 производства АО «ВМЗ» (ранее закупленные);

– трубы 720x9 мм сталь 13Г1С-У с классом прочности металла труб К55 (трубы ДСФ, категории качества «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2005 производства АО «ВМЗ» (ранее закупленные);

– трубы 720x10 мм сталь 13Г1С-У с классом прочности металла труб К60 (трубы ДСФ, категории качества «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2005 производства АО «ВМЗ» (ранее закупленные).

Для газопровода отвода к АГРС-1А предусматривается применение труб стальных, электросварных, прямошовных изготовленных методом сварки под флюсом:

– трубы 530x8 мм сталь 13ГС с классом прочности металла труб К52 (трубы ДСФ, категории качества труб «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2015;

– трубы 530x8 мм сталь 13ГС с классом прочности металла труб К55 (трубы ДСФ, категории качества труб «С» по СТО Газпром 2-4.1-713-2013) по ТУ 1381-012-05757848-2005 (ранее закупленные).

Толщины стенок трубопроводов приняты увеличенными по отношению к расчётным значениям, исходя из требований раздела 12 СП 36.13330.2012 к минимальной допустимой толщине в зависимости от диаметра труб, номенклатуры выпускаемой продукции заводом-изготовителем и проверочных прочностных расчётов.

Для защитных футляров на переходах через железные и автомобильные дороги приняты трубы 1420x14 мм по ГОСТ 10704-91/В-ст.20 ГОСТ 10705-80 производства АО «ВМЗ».

Для вытяжных свеч на футляре приняты трубы 57x3,5 по ГОСТ 10704-91/Б-Ст3кп ГОСТ 10705-80 производства АО «ВМЗ»

### **8.3.3 Запорная арматура**

Запорная арматура принята полнопроходной, шарового типа, полной заводской комплектации с поставкой по опросным листам, включённые в «Единый Реестр МТР ПАО «Газпром» по ТУ соответствующим требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008.

Все шаровые краны и краны-регуляторы приняты на рабочее (проектное) давление в газопроводе не менее 5,4 МПа (с учётом заводской номенклатуры выпускаемой продукции).

Способ управления кранами - ручной и с помощью дистанционно-управляемых приводов в зависимости от технологической схемы.

В соответствие с требованиями правил безопасности для ОПО МТ запорная линейная арматура и арматура технологической обвязки для односторонней продувки на крановых узлах линейной части обеспечивает возможность дистанционного и местного управления и останова технологического процесса, как при проектных режимах эксплуатации, так и в случае аварии или инцидента на газопроводе.

Для реализации требований ПБ ОПО МТ по местному и дистанционному управлению линейной запорной арматурой и арматурой технологической обвязки для двухсторонней продувки со свечной линией проектом предусматриваются следующие технические решения:



– Местное управление всей запорной арматурой предусмотрено от электропневматического устройства управления ЭПУУ с управляющим напряжением 24 В, которое подается с предусматриваемых проектом контролируемых пунктов (КП ТМ).

– Дополнительно все приводные краны снабжены ручным дублёром или ручным дублирующим гидроприводом.

– Дистанционное управление всей запорной арматурой линейных крановых узлов предусмотрено от проектируемой системы линейной телемеханики (СЛТМ) с контролируемых пунктов ТМ (КП ТМ) расположенных в блок-боксах ТМ и пункта управления телемеханики (ПУ ТМ) в диспетчерской ЛПУ МГ с обеспечением выполнения следующих функций:

1) Телеуправление линейными кранами, в том числе на площадках КЗПОУ, и кранами обвязки для двухсторонней продувки и свечным краном;

2) Телесигнализация крайних и промежуточных положений всех кранов;

3) Телесигнализация отклонения измеренных параметров за пределы уставок;

4) Телесигнализация несанкционированного изменения состояния оборудования;

5) Телесигнализация состояния и режимов работы оборудования;

6) Телеизмерение текущих мгновенных значений технологических параметров;

7) Телерегулирование режимами работы технологических объектов;

8) Защита от выполнения ложных и несанкционированных команд, приема и передачи на КП ложной информации;

9) Обмен данными с контроллерами внешних систем;

10) Приоритетная сигнализация на ПУ ТМ об аварийных ситуациях и режимах;

11) Самодиагностика технического состояния с глубиной до составляющих блоков и модулей с выдачей на ПУ ТМ (при сбоях) сигнала, периодический контроль исправности цепей ТУ-ТР с выдачей на ПУ ТМ сигналов о неисправностях цепей;

12) Автоматическое переключение КП на аварийный источник электропитания;

13) Передача на ПУ ТМ внутренней информации КП о наличии основного питания на КП, низком уровне заряда аккумуляторов, состоянии резервного источника питания и другой информации, определяемой технологической необходимостью.

Объем контролируемых параметров:

1) Давление газа до крана;

2) Давление газа после крана;

3) Температура газа после крана;

4) Давление импульсного газа пневмопривода крана;

5) Положение запорного устройства крана – «открыт/закрыт»;

6) Исправность цепей соленоидов управления.

Перечни сигналов представлены в томе 0398.001.001.П.0002-ТМ.5.

Местное управление всей запорной арматурой предусмотрено от электропневматического устройства ЭПУУ-15.

Дополнительно все краны имеет дублирующее ручное управление (рычажный механизм).

На байпасах крановых узлов установлены стояки отбора импульсного газа до и после крана с фланцевыми заглушками на концах. Предварительно стравив газ через закладную конструкцию отборного устройства давления с шаровым краном, и сняв фланцевые заглушки, к стоякам можно будет подключить рукава высокого давления к обвязке мобильной компрессорной установки, осуществить перекачку газа на время ремонта в действующий газопровод или залить метанол в газопровод.

Проектом предусмотрен непрерывный дистанционный контроль обнаружения утечек на линейной части газопроводов аппаратно-программными средствами системы телемеханики.

Программное обеспечение КП ТМ анализирует скорость изменения давления в газопроводе и при появлении утечки автоматически формирует сигнализацию о превышении скорости падения давления выше допустимой на соответствующем участке трубопровода.

Темп падения давления в газопроводе на 10-15% в течение 1...3 минут рассматривается как авария.

В случае развития аварийной ситуации автоматика дает сигнал на закрытие крана и при необходимости сброс газа через свечу.

Аварийная сигнализация формируется по каждому датчику измерения давления газа до и после линейного крана.

При этом КП ТМ осуществляет приоритетную высокоскоростную телесигнализацию аварийной ситуации обнаружения утечки на ПУ ТМ.

В проектируемой системе телемеханики реализуются решения по комплектным средствам защиты от несанкционированного доступа за счет применения системы паролей.

Бесперебойность работы аппаратуры КП ТМ предусматривается тремя источниками (электропитание первой категории):

- основной источник питания КП ТМ - КТП мощностью 25кВА;
- резервный - передвижная ДЭС;
- аварийное питание - от комплектно поставляемых с КП ТМ аккумуляторных

батарея, позволяющих обеспечить непрерывную работу аппаратуры КП ТМ в течение 72 часов, с сохранением всех функций КП ТМ.



Согласно п. 39 ФНиП «ПБ ОПОМГ» для контроля загазованности воздушной среды в рабочей зоне открытых площадочных сооружений должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля. В связи с тем, что рабочая зона персонала на открытых площадочных сооружениях - на крановых узлах, отсутствует (согласно определению рабочей зоны в приложении 1 ГОСТ 12.1.005-88), установка средств автоматического непрерывного газового контроля проектом не предусматривается.

Герметичность затворов запорной арматуры - класс «А» по ГОСТ 9544-2015.

Климатическое исполнение - «У» размещение «1» по ГОСТ 15150-69.

Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ – В-1г.

Категория и группа взрывопожароопасной смеси – ПА Т1.

Категория наружной установки по пожарной опасности – Ан.

Тип установки - подземный бесколодезный с выводом управления на поверхность земли и надземный, согласно технологическим схемам обвязки кранового узла. Доступ обслуживающего персонала предусмотрен только к приводу арматуры и трубам системы уплотнения затвора, дренажа и отборов импульсного газа.

Способ присоединения с трубой - под приварку.

Поставка запорной арматуры предусмотрена с заводским пробным испытательным давлением согласно ГОСТ 356-80 (не менее 1,5 РН), с указанием величины давления гидроиспытаний на чертежах и техническом паспорте изделия.

Назначенный срок службы - не менее 30 лет.

Срок службы до списания - не менее 40 лет.

Во исполнение требований «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (п. 32) на линейных крановых узлах линии безопасного сброса газа (свечные линии), отделяемые запорной арматурой приняты той же категории «II» и на то же рабочее давление – 5,4 МПа, что и основной газопровод.

Согласно требованиям СП 36.13330.2012 запорная арматура диаметром 500 мм устанавливается на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание.

Для надежности управления кранами предусматривается система резервирования импульсного газа DN 150.

Запас газа в ресивере резервного питания кранового узла принят из условия обеспечения двух перестановок всех приводных кранов КУ.

Отбор импульсного газа в ресивер предусмотрен как до крана, так и после него, с установкой обратных клапанов на входе.

Газ в коллектор подается через фильтр-осушитель, наполненный сорбентом сертифицированный и разрешенный к применению на объектах ПАО «Газпром» в установленном порядке.

На крановых узлах предусмотрено устройство обводной линии (дополнительный байпас) в соответствии с требованиями СТО 2-3.6-051-2006.

На дополнительном байпасе установлен ручной шаровой кран и кран-регулятор.

Согласно СП 36.13330.2012 (п. 8.2.5) для безопасного сброса газа, установка продувочных свеч на линейных крановых узлах предусмотрена на расстоянии не менее 15,0 м от запорной арматуры с высотой продувочной свечи не менее 3,0 м от уровня земли.

Параметры свечных линий обеспечивают стравливание газа с участка в течение не более двух часов согласно требованиям СП 36.13330.2012 (п. 8.2.6).

Согласно СП 36.13330.2012 (п. 8.2.6) расстояние от продувочных свечей линейных КУ ГО до крайних, не отклоненных проводов линии ВЛ 10-110 кВ, принято не менее 300,0 м

Согласно письму ОАО «Газпром» № 03/08/1-1609 от 25.03.2015 г., поставка кранов DN 200 и выше предусмотрена с заводскими приварными катушками.

Перед монтажом кранов выполнить входной контроль, предварительные испытания и предмонтажную подготовку в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-354-2009, ГОСТ 56006-2014 и СТО Газпром 2-2.3-385-2009.

Оформление крановых узлов выполнено согласно требованиям СТО ГТМ 2.4-46-032-2014 «Технические требования по содержанию крановых площадок».

Цветовые решения соответствуют принятым цветам корпоративной раскраски ПАО «Газпром» согласно Типовой Книги фирменного стиля ПАО «Газпром» утвержденной Постановлением Правления №48 от 16.12.2019.

Выбор цветового решения при окраске запорной арматуры:

- корпус запорной арматуры надземного исполнения – синий RAL 5015;
- колонна запорной арматуры подземного исполнения – синий RAL 5015;
- привод запорной арматуры надземного и подземного исполнения – желтый RAL 1021.

Цветовые решения соответствуют принятым цветам корпоративной раскраски ПАО «Газпром» согласно Типовой Книги фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», утвержденной постановлением Правления ПАО «Газпром» от 16.12.2019 №48.

Выбор цветового решения при окраске запорной арматуры:

- корпус запорной арматуры надземного исполнения – синий RAL 5015;
- колонна запорной арматуры подземного исполнения – синий RAL 5015;

–привод запорной арматуры надземного и подземного исполнения – желтый RAL 1021.

### **8.3.4 Прокладка газопровода на пересечениях с водными преградами**

Проектируемый МГ DN 1200 по пути своего следования пересекает ручей Пушкарное (ось пересечения - ПК 119+26) шириной 30,2 м глубиной 0,3 м.

Конструктивное исполнение подводных переходов через водные преграды принято на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий.

В соответствии с СП 36.13330.2012 и СТО Газпром 2-2.2-382-2009 переход МГ через малый водоток предусмотрен открытым (траншейным) способом с заглублением в дно водотока в общем потоке строительного производства специализированными бригадами линейных подразделений генподрядчика.

Согласно инженерно-гидрологическим условиям фактическая минимальная величина заглубления 1,5 м принята с учётом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла и не менее 1,0 м от естественных отметок дна водотока согласно нормам проектирования.

Устойчивость МГ на переходах через водные преграды против всплытия предусматривается применением балластирующих устройств.

Разработка траншеи и обратная засыпка предусмотрена механизированным способом с помощью одноковшового экскаватора.

Укладку МГ на переходах через малые водотоки осуществить с бермы траншеи.

Ширина подводных траншей по дну назначена с учетом режима водной преграды, методов разработки и способа укладки газопровода.

Крутизна откосов подводных траншей назначена в соответствии с требованиями СП 86.13330.

Газопровод должен быть подготовлен для укладки к моменту окончания работ по устройству траншеи. Перед засыпкой уложенного газопровода необходимо проверить его положение на дне траншеи.

Проектом предусмотрена установка опорных реперов геодезической сети на переходах рек, по одному пункту на каждом берегу.

Для предотвращения донной эрозии предусматривается укрепление дна водных преград отсыпкой гравием (щебнем) фракцией 70 - 120 мм по ГОСТ 8267-93 на толщину не менее 0,2 м (каменная наброска).

Для предотвращения эрозии дна и берегов водной преграды, нарушенных в результате производственной деятельности, предусматривается:

– с ПК 119+11 до ПК119+42 дно и берегоукрепление каменной наброской фракции 70-120 мм по ГОСТ 8267-93 по основанию из НСМ по ТУ 8397-004-00320928-2011;

– с ПК118+92,12 до ПК119+11,22 укрепление склона укладкой геоматов армирующих «МТ15/350 (300)-Экстремат» по ТУ 2291-018-00205009-2010 с посевом трав.

На втором этапе реконструкции пересечения ГО с водными преградами отсутствуют.

В местах пересечения предусмотрено устройство информационных знаков согласно Приложению Л, М СТО Газпром 2-3.5-454-2010.

### **8.3.5 Переходы газопровода через балки и ложбины**

Переходы через балку Должик и многочисленные ложбины приняты в подземном исполнении с фактической глубиной прокладки от 1,0 до 1,4 м согласно нормативным требованиям СП 36.13330.2012.

Технология строительства МГ на переходах через балки и ложбины предусмотрена по ППР в составе строительной колонны в технологической последовательности выполнения строительно-монтажных работ.

Работы выполнить в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 с использованием типовых технологических карт на разработку траншей и укладку трубопроводов.

Для предотвращения эрозии дна и берегов балки Должик, нарушенных в результате производственной деятельности, предусматривается:

–с ПК15+36,20 до ПК15+45,12 дноукрепление каменной наброской фракции 70-120 мм по ГОСТ 8267-93 по основанию из НСМ по ТУ 8397-004-00320928-2011;

–с ПК15+45,12 до ПК16+39,48 и с ПК13+84,22 до ПК15+36,20 укрепление склона укладкой геоматов армирующих «МТ15/350 (300)-Экстремат» по ТУ 2291-018-00205009-2010 с посевом трав.

### **8.3.6 Балластировка газопровода**

В соответствии с требованиями ФНП ПБ ОПО МТ, СТО Газпром 2-2.2-382-2009, СП 86.13330.2014 устойчивость МГ DN 1200 на переходах через водную преграду, обводнённые участки и участки с высоким уровнем грунтовых вод обеспечивается техническими средствами препятствующими всплытию трубопровода (балластирующими устройствами).

В качестве балластировки приняты утяжелители сборные железобетонные охватывающего типа УБО-УМ-1220-2,4-12,5 по ТУ 5853-003-89632342-2009 (с изм. 1, 2).

Для защиты наружной поверхности ГО при установке железобетонных утяжелителей проектом предусматривается футеровка газопровода защитными ковриками из скального листа полимерного ЗК-СЛП-УБО-УМ-1220-О ТУ 2246-001-96017324-2010 изм. 1.

Балластировка МГ осуществляется с бровки траншеи.

Расчёт балластировки газопровода в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности выполнен из условий устойчивости против всплытия и с учётом общей устойчивости газопровода в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 и ВСН 39-1.9-003-98.

Ширина траншей по дну при балластировке газопровода утяжеляющими грузами принимается из условия обеспечения расстояния между балластирующим устройством и стенкой траншеи не менее 0,2 м

### **8.3.7 Прокладка газопровода на пересечениях с автодорогами**

Пересечение автодорог с твёрдым покрытием предусматривается в соответствии с требованиями ФНиП ПБ ОПО МТ, нормативными требованиями СП 36.13330.2012, СТО Газпром 2-2.2-382-2009 и ТУ организаций, эксплуатирующие пересекаемые автодороги (ТУ ОГКУ «УпрДорТранс» Белгородской области от 17.10.2017 № 04-3562 продление ТУ от 01.02.2021 № 254-01-07/04-0458).

Прокладка МГ на переходах через категорийные дороги предусмотрена в защитных стальных кожухах (футлярах) комбинированным способом, в том числе:

- закрытым способом методом продавливания - непосредственно под существующей насыпью автодороги;
- открытым (траншейным) способом на участках, прилегающих к насыпи автодороги.

Конструктивно переходы через дороги выполнены аналогично переходам через железные дороги общей сети:

- защитный кожух 1420x14 мм по ГОСТ 10704-91 группы В-ст.20 по ГОСТ 10705-80 с заводским АКП из экструдированного полиэтилена по 1394-015-05757848-2011 изм. 1;
- рабочий газопровод (трубная плеть) 1220x14 мм по ТУ 1381-012-05757848-2005;
- опорно-направляющие кольца ПМТД-1220/1420 Тип 1 по ТУ 1469-001-53597015-2012 с шагом 2,0 м;
- манжеты герметизирующие ПМТД-П-1220/1420 по ТУ 2531-002-53597015-12 с укрытием защитных манжет по ТУ 5959-003-53597015-12;
- вытяжная свеча 57x3,5 мм по ГОСТ 10704-91/Б-Ст3кп ГОСТ 10705-80.

В соответствии с требованиями ФНиП ПБ ОПО МТ и СП 36.13330.2012 заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами, принято увеличенным, в том числе:

– не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра;

– не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы и дренажа.

Угол пересечения ГО с автодорогой принят близким к 90° согласно ТУ на пересечения, но не менее 60° в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012.

Концы кожуха на переходах через автомобильные дороги выводятся на расстояние не менее 25,0 м от бровки земляного полотна, но не менее 2,0 м от подошвы насыпи.

На одном конце кожуха предусматривается установка вытяжной свечи DN 50 высотой 5,0 м на расстоянии не менее 25,0 м от подошвы насыпи.

Во исполнение требований ФНиП ПБ ОПО МТ для контроля возможных утечек в затрубное пространство на надземной части вытяжной свечи защитного кожуха предусматривается специальное устройство для забора проб с помощью переносных газоанализаторов. Засыпка газопровода производится мягким грунтом с послойным уплотнением. Согласно п. 6.4.16 СТО Газпром 2-3.5-454-2010 анализ воздушной среды межтрубного пространства необходимо проводить не реже двух раз в год.

В соответствии с СП 86.13330.2014 после установки манжет на защитный кожух предусматривается проверка на герметичность межтрубного пространства сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течение 6 ч. При этом потеря давления не должна превышать 1%.

Для привязки МГ к местности на переходах предусматриваются знаки закрепления, конструктивно выполненные по СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (приложение Л, М).

Знак «Остановка запрещена» устанавливают с обеих сторон дороги согласно приложению Н СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта, устанавливает организация, эксплуатирующая дорогу, по требованию организации, эксплуатирующей газопровод, и согласованию с ГИБДД РФ.

### **8.3.8 Прокладка газопровода на пересечениях с коммуникациями**

Пересечения с существующими инженерными сетями выполнены с учётом нормативных требований к взаимному расположению инженерных сооружений и требований ТУ владельцев коммуникаций.

Действия всех ТУ продлены владельцами коммуникаций в установленном порядке (письма по продлению срока действия от владельцев коммуникаций - см. том ПЗ).

Общие проектные решения, обеспечивающие безопасную эксплуатацию как проектируемой, так и действующей коммуникации согласно нормативным требованиям:

- при взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 350 мм и не менее 500 м с кабелями различного назначения согласно нормативным требованиям СП 36.13330.2012, СП 18.13330.2019 (если не оговорены дополнительные требования в ТУ владельца коммуникаций);
- защита пересекаемых кабелей от возможных повреждений при производстве СМР предусмотрена сборным футлярами, выполненными из швеллера № 20 по ГОСТ 8240-97 (с учётом унификации проектных решений);
- концы футляра выведены с обеих сторон от оси МГ, с упором на материковый грунт не менее 2,0 м для исключения провиса защитной конструкции;
- земляные работы в местах пересечения по 2,0 м в обе стороны предусматривается вести вручную, в присутствии представителя эксплуатирующей организации;
- все работы на пересечениях выполнить в присутствии представителей владельцев коммуникаций после получения письменного разрешения на право производства работ в охранной зоне.

Пересечения с коммуникациями ООО «Газпром трансгаз Белгород» выполнены в соответствии с дополнительными требованиями ТУ № 03/021-16311 от 23.03.2020 г.

Проектируемый МГ расположен под газопроводами и кабелями связи эксплуатируемыми Белгородским ЛПУ МГ с расстоянием в свету и углом пересечения в соответствии с требованиями пунктов 9.1.4 и 15.19 СП 36.13330.2012.

На пересечениях с водоводами, принадлежащими ГУП «Водоканал» прокладка МГ на участках взаимного пересечения принята в защитном футляре с расстоянием в свету по вертикали между футляром и водопроводом не менее 0,5 м согласно ТУ 1629 от 01.10.2007 г.

Концы футляра согласно ТУ выведены в обе стороны от края водовода на расстояние не менее 5,0 м.

Конструктивно футляр принят аналогично конструкции на переходах через ж.д и а.д:

- защитный кожух диаметром 1420x14 мм по ГОСТ 10704-91 группы В-ст.20 по ГОСТ 10705-80 с заводским изоляционным покрытием по 1394-015-05757848-2011 изм. 1;
- рабочий газопровод (трубная плетель) 1220x14 мм по ТУ 1381-012-05757848-2005;
- опорно-направляющие кольца ПМТД-1220/1420 Тип 1 по ТУ 1469-001-53597015-2012 с шагом 2,0 м;
- герметизирующие манжеты ПМТД-П-1220/1420 по ТУ 2531-002-53597015-12 с укрытием защитных манжет по ТУ 5959-003-53597015-12;
- вытяжная свеча 57x3,5 мм по ГОСТ 10704-91/Б-Ст3кп ГОСТ 10705-80 с устройством отбора проб для анализа газовой среды в затрубном пространстве.



Пересечения МГ с коммуникациями ОАО «Газпром газораспределение Белгород» выполнены с учётом ТУ № 1003 от 03.09.2014 г с расстоянием в свету между коммуникациями не менее 0,5 м.

Кабельная продукция заключена в защитные футляры из швеллера с выводом концов не менее чем на 2,0 м в обе стороны от стенок пересекаемого МГ.

Пересечение МГ силовых кабелей ПАО МРСК Центра «Белгородэнерго» выполнено нормативно с учётом дополнительных требований ТУ №4 от 19.04.2019 г.

В целях сохранности кабельной продукции на пересечениях, проектом дополнительно на кабелях предусмотрены защитные футляры из швеллера.

При пересечении кабельных линий связи ПАО «Ростелеком» учтены дополнительные требования ТУ № 0301/05/2043-19 от 30.09.2019 г. по заключению кабельной продукции в защитные футляры с расстоянием в свету по вертикали не менее 0,5 м между коммуникациями.

При пересечении кабелей оптико-волоконной связи ВОЛС ПАО «МТС» учтены требования ТУ № 158 от 10.09.2019 г.

Пересечения выполнены под углом близким к 90° с расстоянием в свету по вертикали не менее 0,5 м между коммуникациями и заключением кабельной продукции в металлические стальные футляры.

Пересечение кабеля телекоммуникационной связи ПАО «Вымпелком» (Билайн) согласно ТУ № 29 от 07.05.2019 г. выданных ЭО - АО «СМУ-5» выполнено с расстоянием в свету по вертикали не менее 0,5 м между коммуникациями и заключением кабеля в металлический стальной футляр.

Вывод концов футляра предусмотрен не менее чем на 2,0 м в обе стороны от стенок пересекаемого МГ.

Пересечение кабеля ВОЛС АО «СМУР» выполнено нормативно открытым способом с учётом ТУ № 05/20 от 2020 г в защитном футляре из швеллера № 20 с выводом концов футляра не менее чем на 2,0 м в обе стороны от стенок пересекаемого МГ.

Пересечения кабельной продукции ОАО РЖД ЮВЖД выполнить в защитных футлярах с учётом дополнительных требований ТУ от 27.09.2019 №НТП ПР-8/92 (см. раздел 11.2.3 тома).

Пересечения с кабелями В/Ч 25624 выполнить в соответствии с ТУ выданных письмом Минобороны России ФКУ В/Ч 25624 от 25.04.2019 № 1178 в защитных футлярах в присутствии представителя воинской части.



Для защиты изоляции трубопровода на участках протаскивания предусмотрено использование инвентарных деревянных защитных мат с последующим их демонтажем после обустройства пересечения для дальнейшего использования.

Засыпку траншей на пересечениях выполнить вручную с уплотнением насыпного грунта.

В местах пересечения предусмотрено устройство информационных знаков согласно Приложению Л, М СТО Газпром 2-3.5-454-2010

### 8.3.9 Прокладка газопровода на пересечениях с ВЛ

Проектирование МГ на пересечениях с линиями электропередач выполнено согласно требованиям СП 36.13330.2012 и ПУЭ с учётом ТУ № 4 от 19.04.2019 г выданных ПАО «МРСК ЦЕНТРА» - «Белгородэнерго» и ТУ № НТП ПР-8/92 от 27.09.2019 от ЮВЖД.

На основании правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утверждённых Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 г. № 160 производство работ на участках пересечения с линиями электропередач предусматривается после получения письменного разрешения на право производства работ в охранных зонах ВЛ от владельцев коммуникаций. Работы в охранный зоне ВЛ выполнять только под наблюдением персонала эксплуатирующих организаций. В местах пересечения предусмотрено устройство информационных знаков согласно Приложению Л, М СТО Газпром 2-3.5-454-2010

## 8.4 Распределительный газопровод

Проектируемая ГРС-1А располагается в районе 156 км трассы существующего газопровода «Шебелинка-Брянск». Проектом предусматривается строительство газопровода высокого давления  $P_u=1,2$ МПа от проектируемой ГРС-1А до проектируемого ГРП-1, расположенного в районе существующей ГРС-1.

Согласно ТУ ОАО «БЕЛГОРОДОБЛГАЗ» максимальная суммарная часовая производительность проектируемого выходного газопровода принимается равной производительности проектируемой АГРС-1А г. Белгород - 300 тыс.м<sup>3</sup>/час.

Технические характеристики проектируемого распределительного газопровода приведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Технические характеристики проектируемого распределительного газопровода

Параметр	Размерность	Величина
Протяжённость газопровода	км	17,5
Расчётный диаметр газопровода	мм	1220
Максимальная суммарная производительность	тыс.м <sup>3</sup> /час.	300

Давление газа на выходе с АГРС	МПа	1,2
Давление газа на входе в ГРП	МПа	не менее 1,17

Расчетный диаметр газопровода DN 1200 определен из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех перспективных потребителей в часы максимального газопотребления 300 тыс.м<sup>3</sup>/час с обеспечением входного давления проектируемого ГРП не менее 1,170 МПа согласно техническим требованиям ОАО «БЕЛГОРОДОБЛГАЗ».

Начальной точкой (ПК0) трассы газопровода PN=1,2МПа является точка выхода из проектируемой АГРС-1А.

Далее трасса газопровода обходит проектируемую АГРС-1А с западной стороны и с ПК 1+86,9 поворачивает на 90° следуя до ПК 5+39,7 в северо-восточном направлении.

С ПК 5+39,7 трасса поворотом на 90° следует в общем юго-восточном направлении справа (по ходу газа) от технического коридора коммуникаций Белгородского ЛПУ МГ (кабель связи и две нитки МГ «ШБКБ» DN 700 и DN 800).

Среднее расстояние до кабеля - от 20,0 до 25,0 м, среднее расстояние до крайнего МГ - от 30,0 до 35 м. Минимальное расстояние газопровода до кабеля на участке параллельного следования составляет 16,2 м (ПК 41+89,3).

На ПК 7+05,95 и ПК 7+35,69 трасса пересекает две ЛЭП 330кВ.

С ПК 39+35,0 трасса меняет направление на южное до ПК 41+53,0 и далее снова возвращается к юго-восточному направлению.

С ПК 43+74,2 до ПК 44+40,9 трасса меняет направление на восточное пересекая автодорогу М2 «Москва-Крым» под углом 90°.

После дороги трасса возвращается к юго-восточному направлению и следует параллельно существующему коридору коммуникаций обходя с ПК 76+90,6 до ПК 84+129,9 четыре кургана (расстояние до охранных зон от 27,0 до 60,0 м).

На данном участке трасса газопровода пересекает линию ВЛ 10 кВ на ПК 80+91,1, ЛЭП 110кВ на ПК 94+25,09 и балку на ПК 97+70.

С ПК 100+98,9 до ПК 115+55,1 трасса меняет направление на южное, юго-западное.

На ПК 102+4,80 газопровод пересекает ЛЭП 35 кВ.

На участке от ПК 106+7,2 до ПК 106+46,9 трасса газопровода пересекает автодорогу «Стрелецкое - Белгород» под углом 90°.

С ПК 112 трасса газопровода следует параллельно заброшенному карьере.

На ПК 115+55 трасса поворачивает в юго-восточном направлении и последовательно пересекает овраг на ПК 127+50 и автодорогу «Северный-Белгород» под углом 90° на участке от ПК 133+88 до ПК 134+91.

Далее следуя вдоль автодороги «Северный-Белгород» газопровод с ПК 138+38,5 до ПК 138+69,5 пересекает асфальтированное примыкание к автодороге.

С ПК 143+63 трасса начинает спуск по склону заброшенного карьера, пересекая его по дну в северо-восточном направлении от ПК146+83,2 до ПК148+139.

На ПК 147+74,76 газопровод пересекает ручей без названия.

Далее газопровод следует на подъём по обратному склону карьера до ПК148+160,9 после чего возвращается к юго-восточному направлению до ПК 158+19,3 после чего меняет направление на юго-запад до ПК 173+35,0.

На данном участке трасса газопровода с ПК 163+27 до ПК 163+39,5 под прямым углом пересекает подъездные железнодорожные пути и автодорогу «Стрелецкое - Белгород».

С ПК 173+35,0 и до конца пути своего следования трасса меняет направление на юго-восточное.

Конечной точкой проектируемого газопровода ПК 174+03,52 является проектируемый ГРП-1 в районе существующей ГРС-1 г. Белгород.

#### **8.4.1 Основные сооружения**

Проектом предусматривается строительство газопровода высокого давления  $P_u=1,2$  МПа. Протяженность газопровода составляет около 17,4 км.

По результатам гидравлического расчета определен диаметр проектируемого газопровода – Ду1200.

В состав основных сооружений газопровода входят:

- газопровод диаметром 1200 мм,  $P_u=1,2$  МПа, протяженность 17,4 км;
- узел запорной арматуры на ПК 42+64,15;
- узел запорной арматуры на ПК105+24.05;
- узел запорной арматуры на ПК133+18.93;
- узел запорной арматуры на ПК 173+91,5.

Проектом предусматривается подключение выходных газопроводов с ГРП-1 к существующим сетям ОАО «Белгородоблгаз»:

- DN400 PN 1.2МПа L=305,3м;
- DN400 PN 0.6МПа L=155,0м;
- DN500 PN 0.3МПа L=295,5м;
- DN80 PN 0.6МПа L=309,6м.

### 8.4.2 Прокладка газопровода

На всем протяжении предусматривается подземная прокладка газопровода преимущественно параллельно рельефу местности.

Фактическая глубина прокладки на всем протяжении колеблется от 1,0 до 2,3 м, что обеспечивает выполнение нормативных требований СП 62.13330.2011 по глубине заложения газопровода до верхней образующей трубы:

- не менее 0,8 м для нормальных условий прокладки;
- не менее 1,0 м на пахотных и орошаемых землях;
- не менее 0,9 м на участках сложенных среднепучинистыми грунтами;
- не менее 1,0 м в грунтах неодинаковой степени пучинистости.

На участках взаимного пересечения газопровода с естественными и искусственными препятствиями и действующими инженерными коммуникациями глубина прокладки газопровода принята увеличенной, исходя из нормативных требований по минимальному заглублению на переходах и с учётом глубины залегания действующих коммуникаций.

Повороты линейной части газопровода в вертикальной и в горизонтальной плоскости предусмотрены упругим изгибом сваренной нитки газопровода с радиусом 1000DN или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов по Газ ТУ 102-488/1-05.

На участках подключения газопровода к АГРС-1А и ГРП предусмотрено применение отводов крутоизогнутых по ТУ 1469-016-01395041-2008.

Упругий изгиб сваренного в нитку газопровода следует выполнять непосредственно при укладке в траншею.

На всех углах поворота в плане на длине двух тангенсов должно предусматриваться постепенное расширение траншеи, размер которой в вершине угла поворота должен достигать двукратной величины по отношению к прямолинейным участкам.

Согласно требованиям раздела 4 СП 42-101-2003 в грунтах сложенных мергелями для защиты АКП от механических повреждений предусмотрена подсыпка дна траншеи толщиной 0,1 м местным мягким непучинистым грунтом 2 группы из отвала.

При укладке газопровода на продольных уклонах более 200 ‰ (11,3°) для предотвращения размыва грунта обратной засыпки предусматривается установка противоэрозионных перемычек (упоров) из мешков по ГОСТ 30090-93 заполненных песком по ГОСТ 8736-2014

### 8.4.3 Трубы и запорная арматура

Выбор труб предусмотрен на основании:

– нормативных требований ГОСТ Р 58094-2018, ГОСТ Р 55474-2019, СП 42-102-2004 и СП 62.13330.2011; гидравлического расчёта; характеристик климатических условий района застройки; перечня МТР закупленного заказчиком.

Поставка труб заводами-изготовителями предусматривается с обязательным выполнением следующих требований:

- трубы должны поставляться с гарантией по химическому составу и механическим свойствам и иметь сертификат установленной формы;
- ударная вязкость для принятых труб DN 1200 должна быть не ниже 30 Дж/см<sup>2</sup>;
- трубы должны быть испытаны гидравлическим давлением на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате подтверждающую соответствие результатов испытаний требованиям стандарта на изделие.

Для строительства газопровода Ду1200 в проекте предусматривается использование прямошовных труб 1220x12-17ГС ТУ 14-3-1160-83 с заводской трехслойной изоляцией «весьма усиленного типа» на основе экструдированного полиэтилена, толщиной не менее 3,5 мм в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005.

Для защитных футляров на переходах через железную и автомобильные дороги предусматриваются прямошовные трубы диаметром 1420x14 мм по ГОСТ 10704-91 группы Д по ГОСТ 10706-76\* и трубы 57x3,5 мм по ГОСТ 10704-91 Б-СтЗкп ГОСТ 10705-80 для вытяжных свечей защитных кожухов.

Для строительства выходных газопроводов DN500, DN400 (2шт.) и DN80 в проекте предусматривается использование труб с заводским изоляционным покрытием «весьма усиленного» типа:

- труба тип 1 - 426x6-K42 ГОСТ 20295-85, для выходов №1 и №2;
- труба 530x7 - 17ГС K52 ТУ 14-3-1160-83, для выхода №3;
- труба 89x4 ГОСТ 10704-91, для выхода №4.

Выбор типов и характеристик трубопроводной арматуры выполнен в соответствии с требованиями СП 42-101-2003 и задания на проектирование.

Узлы запорной арматуры устанавливаются:

- на пересечении с автомобильной дорогой II категории «Москва-Крым»;
- на входе в проектируемый ГРП-1.

В качестве отключающих устройств предусмотрена продукция производства АО «Пензтяжпромарматура» по ТУ 26-07-1366-00.

Расстановка отключающих устройств по трассе обеспечивает возможность отключения ГРП и отдельных участков газопроводов для обеспечения локализации и ликвидации аварий, проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ.

Запорная арматура принимается равнопроходной, шарового типа, под приварку, как максимально удовлетворяющая условиям эксплуатации полной заводской комплектации.

Способ управления кранами - ручное.

Все шаровые краны приняты на рабочее (проектное) давление с учётом заводской номенклатуры выпускаемой продукции  $PN=1,6$  МПа.

Класс герметичности затворов - «А» по ГОСТ 9544-2015.

Климатическое исполнение - «У», категория размещения «1» по ГОСТ 15150-69.

Исполнение кранов по 12-балльной шкале сейсмической интенсивности MSK-64 ГОСТ30546.1 - для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно.

Тип установки запорной арматуры - подземный бесколодезный на горизонтальном участке трубопровода приводом вверх.

При размещении заказа на поставку должны оговариваться показатели надёжности кранов, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56001-2014:

- назначенный срок службы не менее 30 лет (показатель безопасности);
- срок службы до списания не менее 40 лет (показатель надёжности);
- ресурс до списания - не менее 320 000 часов или не менее 500 циклов.

Материал корпуса - сталь 09Г2С повышенной прочности по ГОСТ 19281-89.

Категория рабочей среды, группа взрывоопасности смеси по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002 - ПА-Т1.

Для предотвращения проникновения посторонних лиц, отключающие устройства устанавливаются в ограждении. Для шаровых кранов предусматриваются меры по предотвращению постороннего вмешательства в ход технологического процесса.

#### **8.4.4 Переходы через железные и автомобильные дороги**

Обустройство переходов газопровода через железнодорожные пути станции Карьерная и автодорог общего пользования предусматривается в соответствии с требованиями СП 42-101-2003, СП 62.13330.2011 и ТУ на пересечение владельцев коммуникаций.

Параметры пересечения газопровода с ж.д. путями представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Ведомость пересечения с железной дорогой

Начало-конец перехода, ПК длина футляра	Глубина заложения от верха футляра, начало/конец ось пересечения м	Угол пересечения	Наименование дороги, место пересечения по ж. д, км/ПК	Ведомственная принадлежность, назначение дороги	Параметры футляра	Границы закрытой прокладки ПК/ПК	Кол-во путей
ПК163+27,9-ПК163+39,5 75,5 м	$\frac{4,51}{4,91} / \frac{5,37}{4,91}$	90°	Железнодорожные пути станции Карьерная (совместная закрытая прокладка с а.д Стрелецкое-Белгород)	ОАО Белгородское ППЖТ	1420x14	163+46,8 - 164+22,5	3

В соответствии с требованиями раздела 5 СП 62.13330.2011 и пролонгированных ТУ ОАО «БППЖТ» от 09.09.2007 № 730 переход газопровода через внешние подъездные железнодорожные пути ст. Карьерная конструктивно принят в металлическом защитном кожухе (футляре).

Угол пересечения газопровода на переходе принят - 90 °.

Прокладка футляра предусмотрена закрытым способом методом продавливания.

Фактическая минимальная глубина прокладки защитного футляра на переходе через ж.д пути 4,51 м (см. табл. 13.1) удовлетворяет требованиям раздела 5.5 СП 62.13330.2011 и ТУ владельца коммуникаций.

В соответствии с ТУ на пересечение, вывод концов кожуха на переходе принят на расстояние не менее 5,0 м от головки крайних рельсов.

На конце кожуха предусмотрена вытяжная свеча DN 50 высотой 5,0 м.

Пересечение автодорог предусматривается в соответствии с нормативными требованиями СП 62.13330.2011 и ТУ ФКУ «Упрдор Москва-Харьков», Упрдор Белгородской области, Администрации города Белгорода.

Все переходы газопровода через автомобильные дороги выполнены в защитных футлярах, закрытым способом прокладки методом продавливания.

Концы футляров выведены не менее 2,0 м от подошвы откоса насыпи автодорог.

В качестве защитных кожухов на переходах через железные и автодороги предусматриваются трубы 1420x14 мм по ГОСТ 10704-91 группы Д по ГОСТ 10706-76 с заводским АКП из экструдированного полиэтилена по 1394-015-05757848-2011 изм. 1 толщиной не менее 3,5 мм, усиленного типа конструкции № 1 по ГОСТ Р 51164-98.

Для защиты рабочей плети, при протаскивании в футляр предусматриваются опорно-направляющие кольца типа ПМТД 1220/1420 по ТУ 1469-001-53597015- 2012 с шагом 2,0 м.

Концы защитного кожуха герметизируются резиновыми манжетами ПМТД-П 1220/1420 по ТУ 2531-002-53597015-2012.



Для защиты резиновых манжет от механических повреждений, при производстве земляных работ на переходе, проектом предусмотрен монтаж укрытия резиновых манжет по ТУ 5959-003-53597015-2012.

#### **8.4.5 Технические решения на пересечениях с подземными коммуникациями**

Пересечения с существующими инженерными сетями выполнены с учётом нормативных требований к взаимному расположению инженерных сооружений и требований ТУ владельцев коммуникаций.

Общие проектные решения, обеспечивающие безопасную эксплуатацию как проектируемой, так и действующей коммуникации согласно нормативным требованиям:

- при взаимном пересечении газопровода с различными действующими коммуникациями расстояние между ними в свету принято не менее значений регламентированных СП 62.13330.2011 с учётом дополнительных требований ТУ владельцев коммуникаций;
- защита пересекаемых кабелей от возможных повреждений при производстве СМР предусмотрена сборным футлярами, выполненными из швеллера № 20 по ГОСТ 8240-97 (с учётом унификации проектных решений);
- концы футляра выведены с обеих сторон от оси МГ, с упором на материковый грунт не менее 2,0 м для исключения провиса защитной конструкции;
- земляные работы в местах пересечения по 2,0 м в обе стороны предусматривается вести вручную, в присутствии представителя эксплуатирующей организации;
- все работы на пересечениях выполнить в присутствии представителей владельцев коммуникаций после получения письменного разрешения на право производства работ в охранной зоне.

#### **8.4.6 Технические решения на пересечениях с ВЛ**

Пересечения с линиями электропередач выполнены согласно требованиям ПУЭ с учётом новых ТУ № М1/П2/01/450 от 07.05.2019 от 25.02.2021 г выданных ПАО «ФЭСК» и ТУ № 7 от 18.09.2019 «МРСК ЦЕНТРА» - «Белгородэнерго».

На основании правил установления охранных зон утверждённых Постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 г. № 160 производство работ на участках пересечения с ВЛ предусматривается после получения письменного разрешения на право производства работ в охранных зонах ВЛ от владельцев коммуникаций. Работы в охранной зоне ВЛ выполнять только под наблюдением персонала «МРСК ЦЕНТРА» - «Белгородэнерго» и ПАО «ФЭСК».



Расстояния от подземной части (фундамента) опор ВЛ «Белгородэнерго» в плане до проектируемого газопровода составляет для ВЛ до 1кВ не менее 1,0 м в свету; для ВЛ 10, 35 кВ не менее 5,0 м.

На участках пересечения газопроводом линий ВЛ 330 кВ ПАО «ФЭСК» согласно выданных ТУ принято:

- угол пересечения обеих линий -  $84^\circ$  (не менее  $60^\circ$  согласно ТУ ПАО «ФЭСК»);
- расстояние по горизонтали при пересечении от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до любой части газопровода - не менее 30,0 м;
- на пересечении газопровода с трассой ВЛ 330 кВ предусмотрены опознавательные знаки с указанием местоположения, глубины залегания, категории газопровода, охранной зоны, телефона эксплуатирующей организации.

### **8.5 Газораспределительная станция (ГРС)**

Цель проведения реконструкции – вынос существующей ГРС-1 из черты города Белгород на новую площадку с увеличением производительности и приведением в соответствие с требованиями нормативно-технической документации.

Проектируемая площадка ГРС размещена с учетом санитарно-защитной зоны 300 м для промышленных объектов и производственных сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, в зависимости от мощности, условий эксплуатации, характера и количества выделяемых в окружающую среду загрязняющих веществ, создаваемого шума, вибрации и других вредных физических факторов, а также с учетом предусматриваемых мер по уменьшению неблагоприятного влияния их на среду обитания и здоровье человека в соответствии с санитарной классификацией промышленных объектов и производств.

Проектируемая площадка ГРС размещена с соблюдением противопожарных разрывов, с учётом категорий по взрыво - пожаробезопасности, степени их огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности в соответствии с техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности и МСН 2.02-01-97. К зданиям и сооружениям проектом предусмотрены противопожарные подъезды.

Продувочные свечи от ГРС вынесены за пределы ограждения на 10м, высота свечи не менее 6м, при этом обеспечивается нормативное расстояние до крайних неотклоненных проводов ВЛ для участков стесненной трассы ВЛ по п. 2.5.285 ПУЭ – не менее 300 м.

ГРС предназначена для редуцирования газа и дальнейшей подачи на ГРП для дальнейшего редуцирования и подачи потребителям с заданным давлением, расходом, необходимой степенью очистки, учетом расхода газа.

В состав существующей ГРС входят:

- узел переключения;
- узел очистки;
- узел подогрева;
- узел редуцирования;
- узел учета расхода газа;
- запорная арматура;
- технологические трубопроводы.

ГРС поставляется в блочном исполнении в полной заводской готовности с расчетными параметрами согласно техническим требованиям ОсОО «Газпром трансгаз Москва».

Источник газоснабжения АГРС - магистральный газопровод ШБКБ ООО «Газпром трансгаз Москва», газопровод-отвод DN 500 к ГРС-1А.

Основные характеристики проектируемой ГРС представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Основные характеристики проектируемой ГРС.

Производительность ГРС, тыс. $\text{м}^3/\text{час}$ :	300 000
$Q_{\text{max}}$ (пиковое потребление)	300 000
$Q_{\text{min}}$	1000
Давление газа на входе, МПа:	
$P_N$	5,4
$P_{\text{раб. вход}}$	4,9
$P_{\text{min}}$	2,0
Количество входов, шт	1
Количество выходов, шт	1
Рабочее давление газа на выходе, МПа	1,2
Расход газа на выходе, $\text{м}^3/\text{час}$	300 000
Минимальный расход газа на выходе, $\text{м}^3/\text{час}$	1000
Температура газа на входе, $^{\circ}\text{C}$ :	
$T_{\text{max}}$	10
$T_{\text{min}}$	3
Температура газа в выходных газопроводах (не менее), $^{\circ}\text{C}$	-10
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У

От линейной части по входу и выходу оборудование ГРС отсечено электроизолирующими вставками.

Размещение технологической арматуры, оборудования и средств измерения предполагает возможность свободного доступа к ним обслуживающего персонала. При необходимости предусмотрены обслуживающие площадки.

Для удаления газа из технологических трубопроводов и оборудования предусмотрена продувка ГРС азотом через предусмотренные штуцеры с кранами. Подача азота предусматривается азотной рампы. Перед пуском ГРС после строительства или ремонта производится вытеснение воздуха азотом на продувочные свечи. При необходимости проведения ремонтных работ какого-либо участка производится вытеснение природного газа азотом через свечу данного отключаемого участка.

Обеспечение непрерывного газоснабжения потребителей на период проведения реконструкции предусматривается от существующей ГРС.

Срок безопасной эксплуатации ГРС составляет 30 лет.

На ГРС предусмотрена вахтеная форма обслуживания.

Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.

### **8.6 Газораспределительный пункт (ГРП)**

Технологические решения и состав (комплектность) ГРП приняты исходя из Технических требований на разработку проекта «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120 - 160 км».

Строительство ГРП предусматривается в районе существующей ГРС-1 (г. Белгород). От проектируемой ГРС-1А к ГРП-1 подходит газопровод давлением 1,2 МПа. Производительность ГРП-1:  $Q_{\text{общ.}} = 232\ 800\ \text{м}^3/\text{ч}$ .

Параметры по выходам ГРП:

- выход № 1:  $Q=80000\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $Q_{\text{min}} = 8000\ \text{м}^3/\text{ч}$ .  $P_{\text{вых}}=1,2\ \text{МПа}$ ;
- выход № 2:  $Q=70000\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $Q_{\text{min}} = 7000\ \text{м}^3/\text{ч}$ .  $P_{\text{вых}}= 0,6\ \text{МПа}$ ;
- выход № 3:  $Q=80000\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $Q_{\text{min}} = 8000\ \text{м}^3/\text{ч}$ .  $P_{\text{вых}}= 0,3\ \text{МПа}$ ;
- выход № 4:  $Q=2800\ \text{м}^3/\text{ч}$ ,  $Q_{\text{min}} = 300\ \text{м}^3/\text{ч}$ .  $P_{\text{вых}}= 0,6\ \text{МПа}$ .

Проектируемый газораспределительный пункт блочного исполнения полной заводской готовности, производства ООО Завод «Газпроммаш» ГРПБ-300, в состав которого входят следующие системы и узлы:

- отключающие краны;
- узел замера газа;
- узел редуцирования газа;
- система подготовки импульсного газа;

– узел подготовки газа для собственных нужд.

На входном и выходных газопроводах ГРП установлены краны, подземной установки производства ЗАО «Тяжпромарматура» ТУ 4220-004-05785572-99, позволяющие отключать основное оборудование ГРП при ремонте и аварийных ситуациях.

Расчетный срок эксплуатации ГРП 40 лет, с учетом замены комплектующих изделий, имеющих меньший срок службы.

### **8.7 Защита от коррозии**

В соответствии с требованиями разделов 4, 5 ГОСТ Р 51164-98 защита трубопровода от коррозии обеспечивается электрохимической защитой и антикоррозионным покрытием усиленного типа.

Подземные трубы диаметром 1220, 720, 530 мм приняты с заводским наружным антикоррозионным покрытием материалами, разрешенными к применению в системе ПАО «Газпром».

Соединительные детали трубопроводов подземной установки приняты с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием заводского нанесения.

В качестве базовой конструкции изоляции трубной продукции принято заводское трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1394-015-05757848-2011 (конструкция № 1 по ГОСТ Р 51164-98).

Изоляция сварных стыков труб подземной прокладки предусматривается термоусаживающимися манжетами толщиной 2,4 мм по ТУ 22.21.42-001-82119587-2019 «ТЕРМА-СТМП» (конструкция № 14 по ГОСТ Р 51164-98).

На участках бестраншейной прокладки защитных футляров изоляция сварных стыков труб футляров предусматривается термоусаживающимися манжетами для бестраншейной прокладки толщиной 3,0 мм «ТЕРМА-СТАР» по ТУ 22.21.42-002-82119587-2019 (конструкция № 14 по ГОСТ Р 51164-98).

Изоляция подземной части вытяжных свечей предусмотрена трассовая битумно-уретановым покрытием БИУРС толщиной не менее 2,0 мм по ТУ 2458-010-76220767-2015 конструкции № 3 по ГОСТ Р 51164-98. На участках перехода «земля-воздух» предусматривается нанесение битумно-уретанового покрытия на высоту не менее 300 мм над поверхностью земли.

Для противокоррозионной защиты надземных металлоконструкций (вытяжных свеч защитных кожухов) проектом предусмотрено использование атмосферостойкой системы покрытия «АРСЕТ-Газ-1» по ТУ 2312-001-73847543-2011 в цветовой гамме «жёлтый RAL 1021» согласно Типовой книге фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром».

Окраска надземной части арматуры предусматривается в соответствии Типовой фирменной книге фирменного стиля ПАО «Газпром» от 16.12.2019, п. 8.2.1.8 СТО Газпром 2-4.1-212-2008.

Для надземных трубопроводов предусматривается прокладка на опорах с применением электроизолирующего ложеента «ИЗОЛ» тип 1 ТУ 1469-025-32989231-2015, согласно «Реестра оборудования и материалов электрохимической защиты, разрешенного к применению в ПАО «Газпром».

На все изоляционные материалы должны быть оформлены паспорта качества (сертификаты) на соответствие их требованиям технических условий.

Согласно ВСН 39-1-8-008-2002 для электрического секционирования газопроводов с различными типами и качеством изоляционных покрытий проектом предусматривается установка вставки электроизолирующей типа ВЭИ DN 700, DN 800 и DN 1000 в точках врезки МГ в существующие линии МГ «ШБКБ» I, II на 156 и 123 км трассы.

Проектом предусмотрена установка электроизолирующей вставки типа ВЭИ по ТУ 1469-031-05015070-2007 с изм. 5 в комплекте с искроразрядником подземной установки отвечающая требованиям ВСН 39-1.22-007-2002. Поставка ВЭИ предусмотрена по опросному листу, в виде готового к монтажу заводского изделия.

Показатели качества покрытия и технология контроля должны соответствовать нормам, приведенным в нормативной документации на используемые материалы и в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Выбор цветового решения при окраске запорной арматуры:

- корпус запорной арматуры надземного исполнения – синий RAL 5015;
- привод запорной арматуры надземного исполнения – желтый RAL 1021.

Для пассивной защиты предусмотрены диэлектрические прокладки между газопроводами и опорами при наружной прокладке.

## **8.8 Электроснабжение проектируемых объектов**

### **8.8.1 Электроснабжения магистрального газопровода, ГРС**

Основным обосновывающим фактором принятых схем электроснабжения, является условие обеспечения надежности электроснабжения потребителей в соответствии с гл. 1.2 ПУЭ и СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 и обеспечение проектируемого технологического оборудования электрической энергией надлежащего качества по ГОСТ 32144-2013.

В соответствии с технологической схемой основные потребители электроэнергии расположены на:

- ГРС-1А;

- Площадка УЗОУ DN1200;
- Крановый узел на ПК208+30;
- БКУ ЭХЗ;
- Площадка УПОУ DN1200.

К электроприемникам площадок ГРС, УПОУ, УЗОУ, КУ относятся:

- электроприемники блочного здания ГРС (полной заводской комплектации);
- электроприемники отсека ДЭС (полной заводской комплектации);
- станции электрохимической защиты;
- прожекторы наружного освещения; площадок УПОУ, УЗОУ, ГРС.

### **ГРС-1А**

Основным источником электроснабжения БКТП ГРС-1А является ВЛ 10 кВ №7 ПС 110/10 кВ Северная, в соответствии с ТУ №20614845 от 03.03.2020 г. выданных Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

В соответствии с ТУ, максимальная мощность присоединяемых устройств составляет 32 кВт. Электроприемники ГРС относятся по надежности и бесперебойности электроснабжения в целом к III категории, САУ ГРС, оборудование связи, КИТСО, аварийная вентиляция и аварийное освещение - к I категории.

Проектом предусматривается строительство ВЛЗ 10 кВ с установкой ПКУ на железобетонной опоре и строительства КЛ 10 кВ. Протяженность ВЛЗ 10 кВ - 907 м. На ВЛЗ 10 кВ предусматривается провод марки СИП-3 сечением 50 мм<sup>2</sup>. Протяженность кабельной линии 10 кВ составляет – 66 м, кабель марки ПвПу-3х50/16 мм<sup>2</sup>.

Для приема, преобразования и распределения электроэнергии проектом предусматривается установка блочно-комплектного устройства электроснабжения типа БКЭС с сухим трансформатором мощностью 63кВА и резервным источником - дизель-генераторной установкой, мощностью 30 кВт.

Резервным источником электроснабжения является стационарная ДЭС 3 степени автоматизации в составе БКЭС, мощностью 30 кВт.

### **Площадка УЗОУ DN1200, КУ**

В проекте предусматривается электроснабжение аппаратуры телемеханики (ТМ) для крановых узлов на пикетах ПК4+90.00, ПК5а-г0.00 и на площадке КЗОУ. Для приема и распределения электрической энергии предусмотрено блочно-комплектное устройство электроснабжения (БКЭС-ЭГ) - изделие полной заводской готовности.

Электроснабжение БКЭС КЗОУ выполняется на напряжение 0,4 кВ от БКЭС ГРС-1А кабельной линией, прокладываемой в кабельной траншее.

На площадке КЗОУ проектом предусматривается электроснабжение потребителей на напряжение  $U_{ном}=380/220$  В, наружное освещение, молниезащита и заземление.

Электроснабжение потребителей предусматривается от распределительного устройства, расположенного в помещении РУ-0,4 кВ блок-контейнера БКЭС-ЭГ.

#### **Крановый узел на ПК208+30**

Основным источником электроснабжения БКЭС КУ на ПК208+30 является оп №78 ВЛ 10 кВ №4 ПС 110/35/10 кВ Томаровка, в соответствии с ТУ №20639043 от 22.09.2020 г. выданных Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

В соответствии с ТУ, максимальная мощность присоединяемых устройств составляет 10 кВт, категория внешнего электроснабжения – III.

Проектом предусматривается строительство ВЛЗ 10 кВ и кабельной линии 10 кВ. Протяженность ВЛЗ 10 кВ - 159 м. На ВЛЗ 10 кВ предусматривается провод марки СИП-3 сечением 50 мм<sup>2</sup>. Протяженность кабельной линии 10 кВ составляет – 30 м, кабель марки ПвПу-3х50/16 мм<sup>2</sup>.

Проектом предусматривается электроснабжение линейных устройств телемеханики и оборудования ЭХЗ на пикете ПК208+30. Для приема и распределения электрической энергии предусматривается блочно-комплектное устройство электроснабжения (БКЭС-ЭГ) – изделие полной заводской готовности.

#### **БКУ ЭХЗ**

Основным источником электроснабжения БКУ ЭХЗ «Антик» является ВЛ №8 ПС 35/10 кВ «Новая Деревня» ПАО «МРСК-Центра», в соответствии с ТУ №20614820 от 03.03.2020 г. выданных Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

Электроснабжение электроустановок потребителей предусмотрено от проектируемой столбовой ТП 10/0,23 кВ 10 кВА ВЛ №8 ПС 35/10 кВ «Новая Деревня» ПАО «МРСК-Центра».

В соответствии с ТУ, максимальная мощность присоединяемых устройств составляет 10 кВт, категория внешнего электроснабжения – III.

Длина отпайки проектируемой ВЛЗ составляет 12,3 м. На ВЛЗ 10 кВ предусматривается провод марки СИП-3 сечением 50 мм<sup>2</sup>. Длина кабельной линии 0,23 кВ составляет 7,4 м, кабель принят марки ВБШвнг(А)-LS 3х6 мм.

#### **Площадка УПОУ DN1200, КУ**

Основным источником электроснабжения БКЭС КПОУ является ВЛ 10 кВ № 3 ПС 35/10кВ Новая Деревня, в соответствии с ТУ №20644580 от 29.10.2020 г. выданных Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

В соответствии с ТУ, максимальная мощность присоединяемых устройств составляет 10 кВт, категория внешнего электроснабжения – III.



Проектом предусматривается установка опоры ВЛЗ 10 кВ и кабельной линии 10 кВ. Протяженность кабельной линии 10 кВ составляет – 447 м, кабель марки ПвПу-3х50/16 мм<sup>2</sup>.

Проектом предусматривается электроснабжение линейных устройств телемеханики (ТМ) для крановых узлов на ПК442+60.50, ПК0г+63.0, автоматизированной системы управления технологическими процессами узла приема очистных поршней, оборудования КИТСО, наружного освещения площадки КПОУ. Для приема и распределения электрической энергии предусмотрено блочно-комплектное устройство электроснабжения (БКЭС-ЭГ) - изделие полной заводской готовности.

В качестве резервного источника электроснабжения для потребителей, находящихся на площадках линейной части, принята передвижная бензиновая электростанция  $U_n \approx 220$  В, 50 Гц,  $P_n = 6$  кВА;.

Прокладка КЛ 0,4 кВ выполняются в траншее на глубине 0,7 м с покрытием полиэтиленовой сигнальной лентой, в соответствии с т.п. А11-2011.

При пересечении кабелей с подземными инженерными коммуникациями и проезжей частью кабели прокладываются в безнапорных хризотилцементных трубах типа БНТ-100.

Защита кабелей от механических повреждений на высоте до 2,75 м, при выводе кабеля из траншеи, выполняется стальной водогазопроводной трубой.

Сечения кабелей 0,4 кВ выбраны по токовым нагрузкам и проверены по допустимому падению напряжения и по условиям отключения токов КЗ, а также с учетом способа прокладки кабелей.

Часть потребителей, относящихся к потребителям I категории надежности электроснабжения, и имеет в составе оборудования аккумуляторные батареи, обеспечивающие автономную работу оборудования, согласно предъявляемым требованиям ко времени бесперебойного питания (телемеханика, КИТСО).

Молниезащита от прямых ударов молнии технологического оборудования на территории ГРС-1А осуществляется отдельно стоящими стержневыми МОГК-18.

Молниезащита от прямых ударов молнии технологического оборудования на территории площадки УЗОУ, УПОУ осуществляется отдельно стоящими прожекторными мачты типа ПМЖ-16.6 и ПМЖ-19.3.

Для блок-бокса БКУ ЭХЗ в качестве молниеприемника используются элементы металлической кровли (с толщиной металла не менее 0,5 мм).

Защита технологического оборудования от вторичных проявлений молнии, заноса высокого потенциала и статического электричества выполняются присоединением оборудования к заземляющим устройствам.

Заземляющие устройства выполняются из вертикальных стальных электродов диаметром 16 мм длиной 5 м, соединенных стальной полосой 4х40 мм, проложенной в



траншею на глубине 0,7 м от поверхности земли. Величина сопротивления защитного заземления электрооборудования и технологического оборудования ГРС-1А должна быть не более 4 Ом, молниеотводов и продувочных свечей - не более 10 Ом.

Заземляющее устройство, проектируемых площадок выполняется общим для защитного заземления электроустановок 0,4 кВ и молниезащиты. Сопротивление КЗУ в соответствии с ПУЭ, в любое время года не должно превышать 4 Ом.

Заземлители площадок УЗОУ, УПОУ, КУ, ГРС, прокладываемые в земле, выполняются из оцинкованной стали. Вертикальные электроды - из оцинкованного круга диаметром 16 мм, горизонтальные проводники – из полосы 5х40 мм. Горизонтальные заземлители прокладываются в траншеях на глубине 0,7 м. Болтовые и сварные соединения, а также заземляющие проводники должны быть защищены от коррозии в соответствии с требованиями СП 76.13330.2016

### **8.8.2 Система электроснабжения распределительного газопровода, ГРП**

Надежность электроснабжения потребителей определена в соответствии с СТО Газпром 2-1.11-081-2006 и СТО Газпром 2-6.2-1028-2015.

Основным источником электроснабжения ГРП является ТП, проектируемая по проекту 2ТМ/14.14.Р-0 от вновь смонтированного автоматического выключателя, ТП находится на территории промплощадки Белгородского УМГ.

Проектом предусматривается электроснабжение ГРП на напряжение  $U_{ном}$  -380/220В. по III-ей степени надежности от сетей 0,4 кВ промплощадки Белгородского УМГ.

В соответствии с ТУ, максимальная мощность присоединяемых устройств составляет 5 кВт.

Электроприемники на проектируемой площадке ГРП относятся к потребителям:

- I категории надежности электроснабжения: ШАГРП, ИБП автоматики, система пожаротушения и охранно-пожарная сигнализация, аварийное освещение;
- III категории: СКЗ, рабочее и ремонтное освещение, наружное освещение площадки ГРП, вентиляция и кондиционирование.

Требуемая категория надежности электроснабжения обеспечивается следующими техническими решениями:

- применение независимого источника электроснабжения – аккумуляторных батарей, для питания потребителей I категории надежности;
- применение автоматических выключателей с токовыми расцепителями, выбранных с учетом селективности.

На случай вывода в ремонт основной кабельной линии, предусматривается прокладка резервной кабельной линии в той же траншее на расстоянии 100 мм от основной, в соответствии с т.п. А5-92.

Управление электрооборудованием ГРПБ и сбор информации о его состоянии выполняется в автоматическом режиме САУ ГРПБ.

Молниезащита от прямых ударов молнии технологического оборудования на территории площадки ГРП осуществляется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами МЖ-24,3 (предусмотрены в разделе АС).

Защита технологического оборудования от вторичных проявлений молнии, заноса высокого потенциала и статического электричества выполняются присоединением оборудования к заземляющим устройствам.

Заземляющие устройства выполняются из вертикальных стальных электродов диаметром 16 мм длиной 5 м (на крановых узлах 3 м), соединенных стальной полосой 4x40 мм, проложенной в траншее на глубине 0,7 м от поверхности земли. Величина сопротивления защитного заземления электрооборудования и технологического оборудования ГРПБ должна быть не более 4 Ом, молниеотводов и продувочных свечей - не более 10 Ом.

### **8.8.3 Общие требования**

При пересечении кабелей с подземными инженерными коммуникациями и проезжей частью кабели прокладываются в безнапорных хризотилцементных трубах типа БНТ-100 (ГОСТ 31416-2009).

Защита кабелей от механических повреждений на высоте до 2,75 м, при выводе кабеля из траншеи, выполняется стальной водогазопроводной трубой.

Сечения кабелей 0,4 кВ выбраны по токовым нагрузкам и проверены по допустимому падению напряжения и по условиям отключения токов КЗ, а также с учетом способа прокладки кабелей.

Прокладка кабелей 0,4 кВ внутри помещений с нормальной средой выполняется кабелями с медными жилами с ПВХ изоляцией, в оболочке из ПВХ пластика пониженной горючести, не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным выделением дыма и газа.

### **8.9 Автоматизация и телемеханизация**

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- крановые узлы на врезке 156 км (ПК4+90.00 и ПК5а+0.00);
- крановые узлы на врезке 123 км (ПК442+65.50 и ПК0г+63.00);

- КЗОУ и КПОУ;
- линейный крановый узел (ПК208+30.00);
- охранные крановые узлы ГРС-1А (ПК0б+30.00 и ПК0в+45.00);
- КП ТМ;
- блочная газораспределительная станции (ГРС) ГРС-1А;
- оборудование, не входящее в комплектную поставку ГРС;
- блочно-комплектные электроснабжающие устройства (БКЭС-ЭГ);
- станции катодной защиты (СКЗ);
- блочный газорегуляторный пункт ГРП-1.

### **Крановые узлы**

На участке реконструкции магистрального газопровода (ПК4+90.00 и ПК5а+0.00; ПК208+30.00; ПК442+65.50 и ПК0г+63.00) предусматривается установка трех контролируемых пунктов телемеханики (КП ТМ) на базе «RTU-4», которые являются составной частью системы телемеханики «SuperRTU-4», действующей в ПУ ТМ Белгородского УМГ.

Компоненты КП ТМ размещаются в отдельном помещении блок-боксов телемеханики ББТМ.

Вновь устанавливаемая аппаратура КП ТМ удаляется от газопровода на безопасное расстояние согласно нормам, определенным СП 36.13330.2012. Согласно СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*, таблица 4, п.9, расстояние до блок-боксов, обеспечивающих функционирование газопровода: пунктов контроля и управления линейной телемеханикой и автоматикой (ПКУ), должно быть не менее 15 м от крайней нитки.

Средства телемеханизации на крановых узлах устанавливаются на металлоконструкциях.

Датчики давления на крановых площадках устанавливаются на металлоконструкциях. Отбор газа для датчиков давления осуществляется от стояков отбора импульсного газа.

Манометры врезаются в линии подвода импульсного газа к датчикам.

Управляемые краны, предусмотренные в технологической части проектной документации, оборудованы электропневматическими узлами управления ЭПУУ-15-1 (Уупр.=110В) и указателями конечных положений УКП-03.

Узлы управления телемеханизируемых кранов, предназначенные для дистанционного управления по каналам телемеханики, устанавливаются на конструкциях.

Обвязка линейных кранов питающим газом осуществляется от стояков отбора газа из системы резервирования импульсного газа.

Подвод измеряемой среды к датчикам давления и импульсного газа к узлам управления ЭПУУ осуществляется с помощью импульсных трубок 14х2,0 ГОСТ8734-75 из углеродистой стали, которые прокладываются надземно.

Информация с БКЭС-ЭГ передается по сигналам типа «сухие контакты» и RS-485 (протокол Modbus RTU).

Кабели КИПиА от датчиков до КП ТМ прокладываются в земле на глубине 0,8 м с обеспечением механической защиты.

Проектной документацией предусматривается:

- дистанционное управление линейными кранами с ПУ ТМ («SuperRTU-4») Белгородского УМГ (сущ.) посредством передачи команд управления на шкафы КП «RTU-4» и далее на исполнительные механизмы;

- дистанционное управление охранными кранами с ПУ ТМ («SuperRTU-4») Белгородского УМГ (сущ.) посредством передачи команд управления на САУ ГРС (КУРС-НГ) (841.06-02-АТХ) и далее на исполнительные механизмы.

Кабельные проводки по площадкам крановых узлов выполняются бронированными кабелями типа КВКБШв, проложенных в траншее. Оболочка кабелей выполнена из материалов, не поддерживающих горение. Защита кабеля при пересечении с газопроводом или другими коммуникациями осуществляется с помощью хризотилцементных труб БНТ-100.

В проектной документации предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию оборудования, а именно:

- во взрывоопасных зонах установлены приборы во взрывозащищенном исполнении;

- все электрооборудование и броня кабелей заземляются, причём приборы, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, заземляются через свободную жилу кабеля.

### **КЗОУ**

Контроль выхода ОУ из КЗОУ (пост «В») осуществляется сигнализатором, поставляемым комплектно с КЗОУ.

Контроль прохождения ОУ по площадке КЗОУ (пост «Б») осуществляется системой акустического контроля прохождения поршня САК-ПП, в состав которой входят: моноблок и устройства регистрации с выходным сигналом типа «сухой контакт». Моноблок устанавливается на стояке отбора давления с помощью прижимного хомута и планки,

поставляемых комплектно с системой. Устройство регистрации устанавливается в помещении ТМиС блок-бокса БКЭС.

Управляемые краны (DN1200, DN500), предусмотренные в технологической части проекта, оборудованы электропневматическими узлами управления ЭПУУ-15-1 (Уупр.=110В) и указателями конечных положений УКП-03. Управляемые краны (DN150) оборудованы электропневматическими узлами управления ЭПУУ-15-1 (Уупр.=110В) и указателями конечных положений УКП-04. Электропневматический узел управления ЭПУУ устанавливается рядом с приводом крана на стойке, указатели конечных положений устанавливаются на кране.

Управляемые краны (DN50) оборудованы электропневматическими узлами управления ЭПУУ-7-5 (Уупр.=110В), предусматриваемые в технологической части проектной документации. Электропневматический узел управления ЭПУУ устанавливается на кране.

Подвод измеряемой среды к датчикам давления и импульсного газа к узлам управления кранами осуществляется с помощью импульсных трубок 14x2,0 ГОСТ8734-75 из углеродистой стали, которые прокладываются надземно.

Импульсные трубопроводы в обвязке ЭПУУ-15-1 и на отбор давления прокладываются по стойкам от стояков отбора с уклоном не менее 1:50 (в сторону отбора импульса). Отбор импульса на датчики давления осуществляется через диэлектрические вставки типа ФГС-1П8, для ЭПУУ через диэлектрические вставки типа ФГС-1П10.

### **КПОУ**

Контроль давления газа (по месту) в газопроводе осуществляется манометрами типа МП4-У, которые устанавливаются на стояках отбора газа, предусмотренных в технологической части проектной документации.

Контроль давления газоконденсатной смеси (по месту) осуществляется манометром типа МП4-У, который устанавливается в закладную конструкцию на дренажном трубопроводе, предусмотренную в технологической части проектной документации. Контроль давления газа (по месту) в КПОУ осуществляется манометром, поставляемым комплектно с КПОУ, предусмотренной в технологической части проектной документации.

Контроль уровня газоконденсатной смеси осуществляется уровнемером ВВ25 (ТЛМ.ОЛ6), который устанавливается в закладную конструкцию на конденсатосборнике, предусмотренную в технологической части проектной документации.

Контроль входа ОУ в КПОУ (пост «Д») осуществляется сигнализатором, поставляемым комплектно с КПОУ.

Контроль прохождения ОУ за 1000м до площадки КПОУ (пост «Б») и по площадке КПОУ (посты «В», «Г») осуществляется системой акустического контроля прохождения поршня САК-ПП, в состав которой входят: моноблок и устройства регистрации с выходными сигналами типа «сухие контакты». Моноблок устанавливается на стойке отбора давления с помощью прижимного хомута и планки, поставляемых комплектно с системой. Устройство регистрации устанавливается в помещении ТМиС блок-бокса БКЭС.

Управляемые краны (DN1200, DN500), предусмотренные в технологической части проектной документации, оборудованы электропневматическими узлами управления ЭПУУ-15-1 (Уупр.=110В) и указателями конечных положений УКП-03, Управляемые краны (DN150) оборудованы электропневматическими узлами управления ЭПУУ-15-1 (Уупр.=110В) и указателями конечных положений УКП-04. ЭПУУ-15-1 устанавливается рядом с приводом крана на стойке, указатель конечных положений устанавливается на кране.

### ГРС-1А

Проектируемая ГРС предусматривается поставки полной заводской готовности в блочном исполнении с системой автоматического управления (САУ) и с уровнем автоматизации, обеспечивающим весь комплекс операций по контролю, управлению и защите оборудования ГРС включая обмен информацией с системой вышестоящего уровня по каналам телемеханики. Изготовление ГРС выполняется согласно опросному листу на изготовление блочной ГРС, предусмотренного в технологической части проектной документации.

Контролируемые параметры с САУ ГРС передаются по каналу телемеханики в ДП Белгородского УМГ.

САУ ГРС предусматривается двухуровневая:

- верхний уровень – ПУ действующей системы телемеханики «SuperRTU-4» (настоящим разделом не рассматривается) Белгородского УМГ;
- нижний уровень – САУ ГРС.

Для реализации функций защиты, управления, аварийной и предупредительной сигнализации, отображения информации предусмотрена система автоматического управления (САУ ГРС) с функциями телемеханики «КУРС-НГ», поставляемая комплектно с прикладным программным обеспечением, с щитом оператора. Проектной документацией предусматривается:

- доработка программного обеспечения оборудования ПУ «SuperRTU-4» в ДП Белгородского УМГ для обмена данными с САУ ГРС;

– параметризация параметров ПУ «SuperTU-4» в ДП Белгородского УМГ для работы с САУ ГРС. Технологическая связь с системой верхнего уровня предусмотрена в части проекта 842.06-ССС.

Полный объем информации, передаваемой на САУ ГРС, на ДП Белгородского УМГ определяется на основании нормативной документации, опросного листа на изготовление блочной ГРС и схем автоматизации.

### **ГРП-1**

Проектируемый ГРП-1 предусматривается полной заводской готовности комплектно с системой телеметрии СИТ-М65, обеспечивающей весь комплекс операций по контролю, управлению и защите оборудования ГРП, включая передачу информации в систему вышестоящего уровня по GSM связи сети МТС. ГРП-1 изготавливается по опросному листу.

Шкафы системы телеметрии СИТ-М65 и оборудование КИП устанавливаются в отсеке КИПиА блочной ГРП.

Системой телеметрии обеспечивается телеизмерение, телесигнализация технологических параметров газа, сбор данных от вычислителей расхода газа, а также передача данных измерений на диспетчерские пункты (ДП) ГРО, ООО «Белрегионгаз» и Потребитель по сети GSM.

Проектной документацией предусматривается доработка программного обеспечения и параметризация ПУ ДП ГРО, ООО «Белрегионгаз» и Потребителя для обмена данными и работы с ГРП-1.

Контроль несанкционированного доступа в ГРП предусматривается с помощью оборудования, предусмотренного по проектной документации ОАО «Газпроектинжиниринг» и установленного в отсеке КИПиА.

Питание оборудования КИПиА и системы телеметрии предусматривается в рамках поставки комплектного ГРП. Типы кабелей в оболочке не поддерживающей горение, их прокладка предусматривается разработчиком и изготовителем блочной ГРП.

### **8.10 Технологическая связь**

Технологическая связь проектируемого участка магистрального газопровода предусматривается с использованием комплекса цифровой аппаратуры передачи данных «ПОТОК-2» (изготовитель РЭКО-ВЕК, г. Н. Новгород) и предназначена для организации каналов телемеханики, диспетчерской и радиокабельной связи.

Проектом предусматривается:



- прокладка кабеля связи типа МКСАБпШп 4x4x1,2 вдоль проектируемых газопроводов высокого и низкого давления от существующего НУП 5/1 до проектируемого НУП 8/1 общей протяженностью 48,85 км;

– установка трех необслуживаемых усилительных пунктов (НУП 6/1, НУП 7/1 и НУП 8/1) с антенными мачтами МРС-35 на проектируемом участке от точки врезки до ГРС-1А;

– установка регенерационных модулей REG-F аппаратуры «ПОТОК-2» в БУС;

– установка регенерационных модулей REG-T аппаратуры «ПОТОК-2» в БУС для замены устаревшего оборудования К12+12;

– прокладка кабелей связи марки ЗКПБ 1x4x1,2 от БКЭС телемеханики и ГРС-1А до НУП 5/1, НУП 7/1, и НУП 8/1;

– прокладка телефонного кабеля ТППЭп емкостью 20 пар от ГРП до узла связи Белгородского УМГ;

– прокладка двух магистральных кабелей МКСАБл 4x4x1,2 на участке НУП 8/1 – узел связи Белгородского УМГ;

– прокладка двух полиэтиленовых трубок диаметром 50 мм для перспективной ВОЛС на участке НУП 8/1 - узел связи Белгородского УМГ;

– установка автоматических компрессорных установок для поддержания воздушного давления в оболочках кабелей в НУП 6/1, НУП 7/1 и узле связи Белгородского УМГ.

Проектируемые НУП 6/1, 7/1, 8/1 устанавливаются на ПК 377+00, ПК 208+30 и ПК 10+00 проектируемого газопровода.

Возле каждого НУП устанавливается мачта УКВ радиосвязи типа МРС-35 высотой 35 м. НУП и МРС-35 поставляются комплектными ООО БЗМТО г. Брянск.

Электропитание регенераторов в проектируемых НУП предусматривается от блоков дистанционного питания аппаратуры «ПОТОК-2», установленных на узле связи Белгородского УМГ.

Выполнение земляных работ по подземной прокладке кабелей технологической связи предусматривается, в основном, кабелеукладчиком. На пересечениях с подземными коммуникациями – вручную, частично - механизированным способом.

Защита кабеля связи на пересечениях с подземными коммуникациями выполняется с применением асбестоцементных труб диаметром 100, длиной 3,95 м.

В местах монтажа муфт предусматривается установка электронных маркеров, на пересечениях с железными и автодорогами и на углах поворота трассы КЛС предусматривается фиксация трассы с помощью маркерных столбиков. Переходы через автодороги выполняются в защитных полиэтиленовых трубах.



---

Через железную дорогу на ПК183+58 переход кабеля связи предусматривается совмещенным способом с проектируемым газопроводом. На остальных переходах через автомобильные и железные дороги предусматривается отдельный переход.

## **9 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование занимаемого земельного**

Земли под строительство проектируемого объекта «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км» находятся на территории Белгородского муниципального района и Яковлевского городского округа Белгородской области.

В городском округе Белгород проектируемые сооружения расположены на землях:

- Муниципальной собственности (город Белгород);
- Частной собственности граждан и собственности юридических лиц;
- Государственной собственности.

В Яковлевском районе проектируемые сооружения расположены на землях:

- Государственной собственности;
- Муниципальной собственности (Яковлевского района);
- Частной собственности граждан и собственности юридических лиц;

В Белгородском районе проектируемые сооружения расположены на землях:

- Государственной собственности;
- Региональной собственности (Белгородской области);
- Муниципальной собственности (Белгородского района);
- Собственности юридических лиц;

Для проектируемого объекта устанавливается вид разрешенного использования: Трубопроводный транспорт (размещение нефтепроводов, водопроводов, газопроводов и иных трубопроводов, а также иных зданий и сооружений, необходимых для эксплуатации названных трубопроводов).

В соответствии с письмом № 22-097/83 от 01.10.2019 Управления Государственной охраны объектов культурного наследия Белгородской области и письмом от 28.02.2020 № 2217-12-02 Министерства культуры Российской Федерации в полосе для строительства проектируемого газопровода отсутствуют объекты культурного наследия, включенные в реестр, выявленных объектов культурного наследия, объектов, обладающих признаками объектов культурного наследия и зон охраны объектов культурного наследия.

Вместе с этим, в соответствии с письмом от 17.07.2020 № 22-16/708 Управления Государственной охраны объектов культурного наследия Белгородской области представлена информация о выявлении объекта археологического наследия «Белгородская оборонительная черта: Карповский участок у с. Пушкарное-2».

В соответствии с письмом Управления экологического и охотничьего надзора Белгородской области № 30-05/06-433 от 19.02.2020 и письмом Управления лесами Белгородской области от 24-3/757 от 04.03.2020 сообщается, что участок проектируемого объекта строительства расположен в границах государственного природного комплексного (ландшафтного) регионального заказника «Угримский»

В соответствии с письмом № 45-19/1699 от 27.07.2020 Администрации Яковлевского городского округа в полосе для строительства проектируемого газопровода расположены особо охраняемые природные территории местного значения, а также зоны их охраны на территории проектируемого объекта. Объекты культурного наследия не отсутствуют.

В соответствии с письмом № 05.03.2020 № 50-750 Комитет по обеспечению безопасности участок проектируемого объекта строительства расположен в границах государственного природного комплексного (ландшафтного) регионального заказника «Угримский». Земли лесного фонда и защитные леса на участке отсутствуют.

Согласно письму Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 07.03.2018 №12-53/6638 особо охраняемые природные территории федерального значения на территории объекта строительства отсутствуют.

Согласно письму Управления ветеринарии Белгородской области № 25-06/273 от 26.02.2020 г. биотермические ямы, скотомогильники на территории, планируемой к строительству газопровода и в радиусе 1000 м от нее не зарегистрировано.

Строительная полоса сооружения линейной части газопровода представляет собой линейно-протяженную строительную площадку, в пределах которой передвижными механизированными производственными подразделениями - колоннами, бригадами, звеньями - выполняется весь комплекс строительства трубопровода, в том числе:

- основные строительные, строительско-монтажные и специальные строительные работы;
- вспомогательные - погрузка, транспортировка и разгрузка труб, изоляционных, сварочных и других материалов, оборудования, машин, механизмов, конструкций, изделий, деталей и др., обеспечивающих бесперебойное производство СМР;
- обслуживающие - контроль качества и безопасности производства СМР, обеспечение выполнения природоохранных мероприятий при выполнении основных и вспомогательных строительных процессов, техническое обслуживание и ремонт машин, механизмов, социально-бытовое обслуживание строителей, охрана материальных ценностей.

Потребность в земельных ресурсах для строительства проектируемого газопровода определена на основании норм отвода земель СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов» с учетом принятых проектных решений по строительству газопроводов и схем расстановки механизмов при строительстве газопровода.

В соответствии с СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов» таблица №1, для трубопроводов диаметром 1200 мм, на землях сельскохозяйственного назначения ширина полосы отводимых во временное краткосрочное пользование на период строительства земель для одного подземного трубопровода установлена – 42м, на землях лесного фонда – 30м.

Согласно «СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85» (утв. Приказом Госстроя от 25.12.2012 №108/ГС) трасса магистрального газопровода прокладывается с учетом минимально-допустимых расстояний от оси газопровода до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий, сооружений (таблица 4). В настоящем проекте предполагается зона минимально-допустимых расстояний для газопровода диаметром 1200 мм по 300 м, в том числе с учетом примечания 4 таблицы 4 на отдельных участках, в соответствии с разработанными СТУ, предусматривается сокращение минимальных расстояний от газопроводов.

Размеры земель, отводимых под линейные сооружения, определены по действующим нормам отвода земель для одиночных коммуникаций, но с учетом коридорной прокладки коммуникаций, согласно СН 467-74 «Нормы отвода земель для автомобильных дорог».

Ширина полосы отвода для строительства кабельных линий рассчитана на основании ВСН 14278тм-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» и составляет 8 м.

Ширина полосы отвода в краткосрочную аренду для кабельных линий автоматики и связи составляет 8 метров.

Для проектируемых автодорог ширина полосы отвода в краткосрочную аренду составила до 40 метров.

В полосу отвода, в краткосрочную аренду, входят земельные участки, предназначенные для размещения конструктивных элементов автомобильной дороги и земельные участки, предназначенные для обеспечения необходимых условий производства работ по содержанию автомобильных дорог, согласно приложению № 7 Постановления правительства № 717 «О нормах отвода земель для размещения автомобильных дорог и объектов дорожного сервиса».

Отвод земель в долгосрочную аренду предусмотрен под следующие сооружения:

- крановые узлы, узлы запуска и приема очистного устройства;
- ГРС, ГРП;
- подъездные дороги;
- столбики КИП, НУПы;

- продувочные и вытяжные свечи;
- опоры ВЛ.

Отвод земель в краткосрочную аренду предусмотрен под строительство:

- газопроводов;
- ВЛ;
- кабельные линии связи;
- сети электроснабжения;
- сети ЭХЗ;
- площадки складирования материалов.

## 10 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект

Проектируемые сооружения расположены на землях следующих категорий:

- земли сельскохозяйственного назначения (г.о. Белгород, Белгородский и Яковлевский районы)
- земли поселений (г.о. Белгород, Белгородский район)
- земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения (г.о. Белгород, Белгородский и Яковлевский районы);
- земли особо охраняемых природных территорий.

Основным критерием выбора трассы служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности.

При выборе трассы учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, применяемые методы производства строительно-монтажных работ, наличие существующих коридоров коммуникаций. При выборе трассы использованы картографические материалы, материалы полевых инженерно-геологических изысканий.

Размещение строительных механизмов, хранение отвала минерального грунта осуществляется в полосе отвода сооружений проектируемого газопровода. Для размещения временных зданий и сооружений предусматривается краткосрочная аренда.

Лишний грунт, образовавшийся после обратной засыпки сооружений проектируемого газопровода, используется для планировочных работ (засыпке неровностей рельефа) при технической рекультивации. При этом отвалы плодородного и минерального грунтов располагаются отдельно для исключения смешивания.

При проектировании сооружений магистрального газопровода отвод земельных участков за счет сельскохозяйственных угодий и земель лесного фонда производился при условии, что в данном районе нет земель запаса и других земель, которые могут быть использованы для размещения объектов.

Приняты решения, обеспечивающие максимальную экономию площадей сельскохозяйственных земель, отводимых для строительства с учетом изъятий угодий для долгосрочной аренды, возмещение потерь сельскохозяйственного производства, а также с учетом наименьших объемов природоохранных мероприятий по обеспечению экологической безопасности.

Сельскохозяйственные земли, представленные на период строительства, по окончании производства работ должны быть приведены в состояние, пригодное для использования их по назначению согласно требованиям нормативно-технической документации.

При проектировании объектов принимались решения, исключающие при строительстве и эксплуатации этих объектов загрязнение отходами и сточными водами сельскохозяйственных земель.

Выбор трассы произведен с согласованием Заказчика. Трассировка газопровода согласована в установленном законом порядке с землевладельцами и заинтересованными техническими службами и владельцами коммуникаций.

---

**11 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков – в случае их изъятия во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование**

Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков – в случае их изъятия во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование приведены в томе 0398.001.001.П.0002-СИД



---

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

Трассировка газопровода по объекту «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км» выполнена с помощью программы «Трубопровод 2012 (Lot works 2012)».

---

### **13 Сведения о применении инновационной продукции, в том числе результатов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ**

В проектной документацией по объекту «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км» отсутствует продукция, результаты научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, включенные в Реестр инновационной продукции ПАО «Газпром».

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

Проектной документацией по объекту «Реконструкция магистрального газопровода ШБКБ на участке 120-160 км» не предусмотрен снос зданий и сооружений, переселение людей находящихся в зоне строительно-монтажных работ.

Для сохранения возможности эксплуатации мелиоративных систем после строительства газопровода открытым траншейным способом проектом предусматриваются решения по восстановлению мелиоративных систем

Работы по восстановлению закрытых систем включают в себя:

- поиск и трассировку дрен и закрытых каналов;
- устройство траншеи;
- укладку хризотилцементных труб на песчаную подушку со стыковкой с существующими дренами с соблюдением требуемого уклона;
- устройство закрытых коллекторов и смотровых колодцев;
- подключение дрен к восстановленным коллекторам;
- заделку стыков;
- промывку системы.

Для обеспечения дренажа используются хризотилцементные трубы заводского изготовления.

После строительства и пуска в эксплуатацию ГРС-1А и ГРП-1, существующая ГРС-1 демонтируется, включая две нитки газопровода Ду1000/800 и Ду700, протяженностью около 26,69 км, крановые узлы и установки катодной защиты.

Работы по демонтажу газопроводов выполнить в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-382-2009 и технических условий заинтересованных организаций.

Демонтажные работы выполняются в границах землеотвода, определенного проектом.

Здания и строения на территории ГРС-1А подлежат демонтажу.

Более подробное описание демонтажных работ, выполняемых при строительстве магистрального газопровода и ГРС представлено в томе 6 «Проект организации работ по сносу (демонтажу) объектов капитального строительства».

