

**НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ**  
**по Разделу охраны окружающей среды к рабочему проекту**  
**«Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в**  
**Сайрамском районе Туркестанской области.**  
**Внешнее газоснабжение»**

**Директор**  
**ТОО «ГидроЭкоРесурс-1»**



**Ембергенов А.А.**

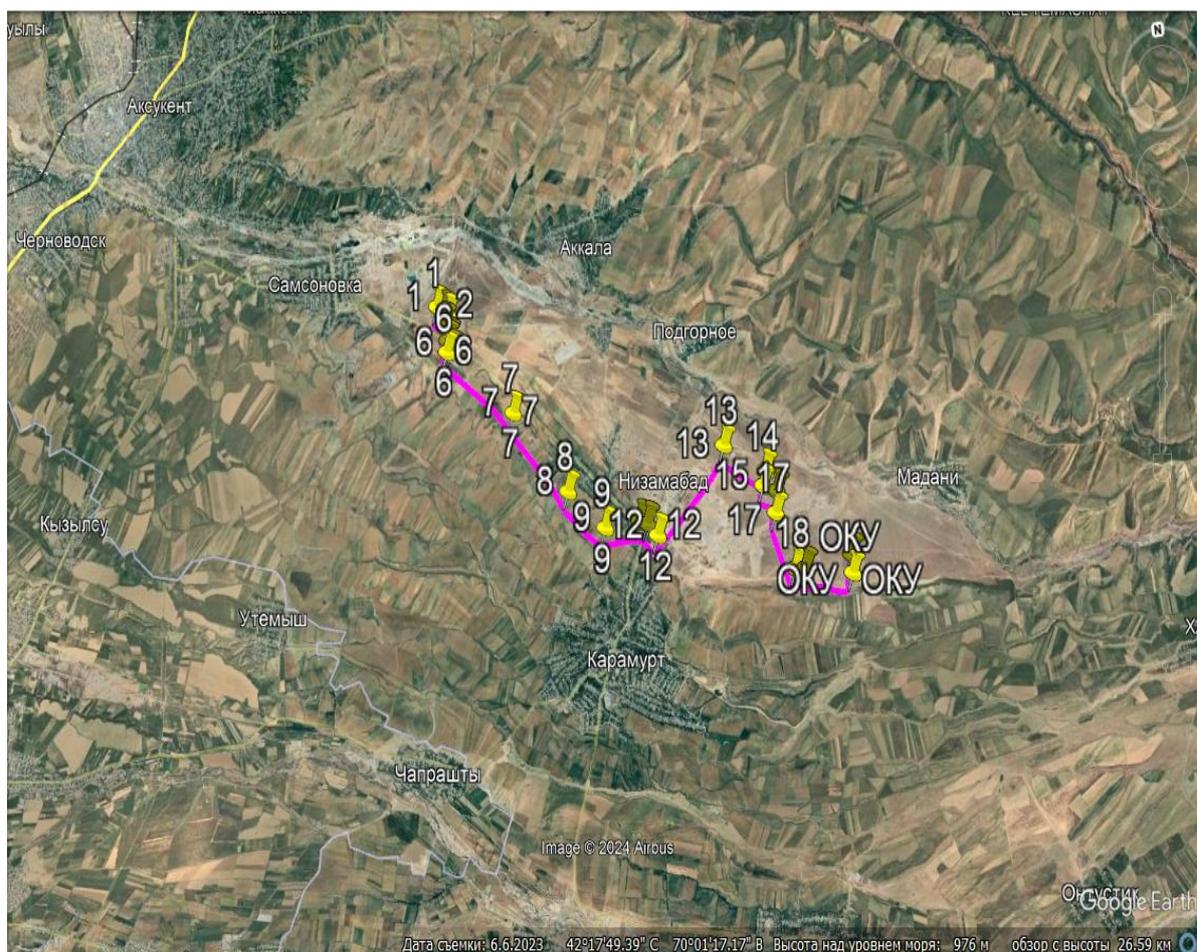
**Туркистан, 2026 г.**

Проектом предусмотрено обеспечение газом ПГУ мощностью 1000 МВт, расположенный в Сайрамском районе Туркестанской области.

Проектируемая трасса магистрального газопровода проходит по равнинной местности Туркестанской области. Трасса газопровода берет начало от существующего МГ «ББШ» на 1451+150 км. От точки врезки газопровод следует в юго-восточном направлении от МГ «ББШ» до площадки АГРС расположенной в Сайрамском районе Туркестанской области.

От проектируемого объекта с южной и северной сторон расположена жилая застройка на расстоянии 500 м, и открытая незастроенная местность с западной и восточной сторон.

Обзорная карта расположения представлена на рисунке 1.1.



## **Общее состояние окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)**

Намечаемая деятельность будет осуществляться на изначально антропогенно нарушенной территории.

Вблизи в радиусе 1 км поверхностные водные объекты отсутствуют. Объект не входит в водоохранную зону.

В условиях естественного режима уровень грунтовых вод подвержен сезонным колебаниям: минимальное стояние отмечается в марте, максимальное приходится на начало мая. Амплитуда колебания уровня в изученном районе составляет 1,5-2,0м. Питание грунтовых вод происходит, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков. Областью питания служит область распространения водоносного горизонта. Водовмещающими отложениями являются все грунты, вскрытые на участке изысканий. Величины коэффициентов фильтрации для грунтов, слагающих участок изысканий, рекомендуется принять по лабораторным данным и по материалам изученности для остальных грунтов:

- для суглинков аллювия – 0,0002-0,0004м/сут;
- для песков мелкой крупности – 1,39-1.52м/сут;
- для песков средне-крупнозернистых с примесью гальки 1.70м/сут;
- для элювиальных глин – 0,00004 – 0,0003 м/сут.

Вода хлоридная натриевая, сульфатно хлоридная натриевая, гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридная магниевая-натриевая очень жесткая, нейтральная и слабокислая, солоноватая и солёная с глинистым осадком.

Содержание в воде сульфатов составляет 496,26-2571,05мг/л, хлоридов 625,3-4366,5 мг/л, гидрокарбонатов 402,6-744,2 мг/л (6,6-12,2мг-экв/л).

Степень агрессивного воздействия грунтовых воды по отношению к бетонным конструкциям на портландцемент от неагрессивной до сильноагрессивной, на шлакопортландцемент и сульфатостойкий цемент (бетоны марок W4, W6, W8) - неагрессивная. Степень агрессивного воздействия воды к арматуре железобетонных конструкций неагрессивная при постоянном погружении и слабоагрессивная до среднеагрессивной при периодическом смачивании.

В районе участка изысканий отсутствуют месторождения полезных ископаемых. Использование недр в процессе строительства и эксплуатации предприятия не предусматривается. Какие-либо редкие геологические обнажения, минеральные образования, палеонтологические объекты и участки недр, объявленные в установленном порядке заповедниками, памятниками природы, истории и культуры в районе предприятия не выявлены.

Территория строительства свободна от зеленых насаждений и вырубка проектом не предусмотрена.

В отношении животного мира аспект воздействия в немалой степени зависит от сезона начальных этапов проведения работ. Это связано с тем, что фактор беспокойства будет оказывать наибольшее влияние только на первых этапах работ. В дальнейшем его влияние снизится, так как известно, что животные достаточно быстро привыкают к техногенному шуму. На проектируемой территории постоянно живут, преимущественно мелкие животные и птицы, легко приспосабливающиеся к присутствию человека и его деятельности. В целом, ведение данных работ не приведет к существенному нарушению растительного покрова, мест обитания и миграционных путей животных. На участке строительства отсутствуют краснокнижные или подлежащие охране объекты животного мира.

### **Изменения окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от намечаемой деятельности**

В случае отказа от намечаемой деятельности существенных, негативных изменений в окружающей среде не будет. Отказ от намечаемой деятельности лишь негативно скажется на социально-экономическом развитии района.

Таким образом, намечаемая деятельность окажет долгосрочный положительный эффект воздействия на социальную среду.

### **Земельные ресурсы для намечаемой деятельности**

Рельеф поверхности земли имеет общий уклон с юго-востока на северо-запад. В геолого-литологическом строении разрез представлен суглинками лёссовидными, макропористыми, коричневого цвета, легкими, пылеватыми, просадочными, твердой консистенции, местами с включением дресвы и мелкого щебня до 10%. Более подробно природно-климатические, инженерно-геологические, гидрогеологические условия, рельеф местности описаны в отчете по инженерно-геологическим изысканиям.

По почвенно-географическому районированию территория области относится к подзоне умеренно-сухих типчаково-ковыльных степей на темно-каштановых почвах. Почвенный покров сформировался в условиях резко континентального климата, который отличается высокой сухостью и резкой сменой температурных условий. В условиях невысокого снежного покрова это способствует глубокому промерзанию почв (до 1,5-2,0 м) и накладывает свои особенности на процессы почвообразования. Для территории объекта характерна высокая ветровая активность, что является причиной интенсивного развития процессов дефляции почв.

Одной из особенностей почвенного покрова территории, как и всей подзоны темно-каштановых почв является его комплексность. Комплексность почвенного покрова в значительной степени обусловлена микрорельефом поверхности, вызывающим перераспределение влаги и солей по его элементам. С изменениями мезорельефа связано формирование сочетаний почв, представляющих собой чередование почв различных рядов увлажнения. В результате совокупного действия всех факторов почвообразования на территории области сформировались следующие почвы:

- темно-каштановые карбонатные среднemocные;
- темно-каштановые карбонатные маломocные;
- темно-каштановые маломocные с солонцами каштановыми мелкими;

- темно-каштановые малоразвитые;
- лугово-болотные каштановые;
- солонцы каштановые корковые и мелкие с темно-каштановыми карбонатными маломощными 10-30%;
- солонцы каштановые корковые с солонцами каштановыми мелкими 30-50%;
- солонцы каштановые мелкие;
- нарушенные земли.

### **Сведения о проектируемом объекте**

Основное назначение разрабатываемой проектно-сметной документации по рабочему проекту «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» - обеспечение газом ПГУ мощностью 1000 МВт, расположенной в Сайрамском районе Туркестанской области.

В объём данного раздела рабочего проекта входят:

1. Узел врезки в МГ «ББШ»;
2. Магистральный газопровод (МГ1);
3. Совмещенный крановый узел;
4. Магистральный газопровод (МГ2)
5. Узел запуска очистных устройств (УЗОУ);
6. Узел приема очистных устройств (УПОУ);
7. Охранный крановый узел;
8. Площадка АГРС

Источником газоснабжения потребителей является магистральный газопровод МГ «ББШ»  $\varnothing 1067 \times 19,1$  мм давлением  $P_{\max} = 9,81$  МПа. Проектируемый магистральный газопровод и АГРС запроектированы согласно требованиям ТУ № 1.71, письмо от ТОО «ГБШ» № BS6P/LE/PTD/23-1292 от 22.09.23.

Место подключения магистрального газопровода к существующему МГ «ББШ» Ду 1000P=9,81МПа на 1451+150 км. На месте врезки предусмотрен узел врезки в МГ «ББШ».

Общая протяженность трассы 15,6 км, Ду 400 мм, 9,81МПа.

**Общий объем газа в точке врезки МГ «ББШ» предусмотрен на 2 потребителя и составляет 390 000 м3/ч:**

**1) Для электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт составляет в объеме 270 000 м3/ч.**

**2) Для АО «3-Энергоорталык» в объеме 120 000 м3/ч.**

В административном отношении район работ расположен в пределах Туркестанской области, на территории Сайрамского района.

Газ необходим для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Сторонние потребители газа отсутствуют. В качестве резервного топлива электростанция используется дизельное топливо, хранимое на площадке ПГУ.

Участок магистрального газопровода МГ1 Ду 500 P=9,81 МПа пропускной способностью 390 000 м3/ч предусмотрен для транспортировки газа для 2-х потребителей.

Перераспределение потока газа на потребителей предусматривается на совмещенном крановом узле, где предусмотрены отдельные крановые узлы на 2 потребителя: Ду 400, P=9,81МПа на газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВ(проектируемый) и Ду300, P=9,81МПа на газоснабжение объекта АО «3-Энергоорталык» (перспектива).

Проектируемый участок магистрального газопровода (МГ2) Ду 400P=9,81МПа предусмотрен от совмещенного кранового узла для транспортировки газа на АГРС для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Пропускная способность магистрального газопровода МГ2 -270 000 м3/ч. В составе магистрального газопровода (МГ2) для периодической очистки полости газопровода с целью обеспечения проектного

гидравлического состояния предусмотрены узлы запуска и приема очистных устройств. Узел запуска очистных устройств (УЗОУ) располагается на ПК 04+92,82 магистрального газопровода, узел приема очистных устройств (УПОУ) - на ПК 263+36,38. Также размещен охранный крановый узел Ду400 для обеспечения отключения АГРС при аварии или ремонте. Охранный крановый узел располагается на ПК 265+18 магистрального газопровода.

Общая производительность АГРС составляет 270 000 м<sup>3</sup>/ч.

Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС:

1. Номинальная производительность (без учета газа на собственные нужды):
  - Q<sub>max</sub>=270 000 м<sup>3</sup>/ч.
2. Давление газа на входе АГРС:
  - P<sub>max.раб.</sub>=9,81 МПа.
3. Количество выходных линий – 2 шт;
4. Производительность на выходе:
  - Выход №1 Q=500...260 000 м<sup>3</sup>/ч (на технологические нужды ПГУ 1000 МВт);
  - Выход №2 Q=500...9265 м<sup>3</sup>/ч (на собственные нужды ПГУ 1000 МВт);
5. Давление газа на выходе АГРС:
  - Выход №1 P<sub>вых</sub>=3,0 МПа;
  - Выход №2 P<sub>вых</sub>=0,6 МПа;
6. Газ на собственные нужды на блок БПТ-700 м<sup>3</sup>/ч;
7. Давление газа на собственные нужды на блок БПТ- 20-30кПа,;
8. Газ на собственные нужды на блок операторной и ГПУ-35 м<sup>3</sup>/ч
9. Давление газа на собственные нужды на блок операторной и ГПУ-2-5кПа.

#### Основные технико-технологические показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	2	3
<b>Узел врезки в сущ. МГ «ББШ»</b>		
Точка подключения к сущ. МГ «ББШ»	ПК	1451+150
Характеристики сущ. МГ «ББШ»		Труба Ø1067x9,87; 9,81МПа; Сталь:Х70; Категория II
Общая пропускная способность :	м <sup>3</sup> /ч	<b>390 000</b>
1) Расход газа на ПГУ «Туркестан» (проект.)	м <sup>3</sup> /ч	<b>270 000</b>
2) Расход газа АО «З-Энергорталык» (перспектива)	м <sup>3</sup> /ч	<b>120 000</b>
Проектное давление	МПа	9,81
Диаметр	мм	Ду 500
<b>Магистральный газопровод (МГ1)</b>		
Пропускная способность	м <sup>3</sup> /ч	390 000
Диаметр	мм	530
Толщина стенки трубы	мм	14,0 (II категория)
Проектное давление	МПа	9,81
Общая протяженность трассы	км	0,239
Материал трубопровода		17Г1С (К52)
<b>Совмещенный крановый узел</b>		
Пропускная способность на входе	м <sup>3</sup> /ч	390 000

Наименование показателей		Ед. изм.	Количество	
1		2	3	
Пропускная способность на выходе	АГРС (проектируем.)	м <sup>3</sup> /ч	270 000	
	АО «3-Энергоорталык» (перспектив.)	м <sup>3</sup> /ч	120 000	
Проектное давление		МПа	9,81	
Диаметр		мм	Ду 400	
<b>Магистральный газопровод (МГ2)</b>				
Точка подключения			Совмещенный крановый узел	
Проектное давление		МПа	9,81	
Пропускная способность		м <sup>3</sup> /ч	270 000	
Диаметр		мм	426	
Толщина стенки трубы		мм	9,0 (III категория); 12,0 (II категория)	
Общая протяженность трассы		км	15,318	
Материал трубопровода			17Г1С (K52)	
<b>Узел запуска очистных устройств (УЗОУ)</b>				
Проектное давление		МПа	9,81	
Диаметр		мм	Ду 400	
<b>Узел приема очистных устройств (УПОУ)</b>				
Проектное давление		МПа	9,81	
Диаметр		мм	Ду 400	
<b>Охранный крановый узел</b>				
Пропускная способность		м <sup>3</sup> /ч	270 000	
Проектное давление		МПа	9,81	
Диаметр		мм	Ду 400	
<b>Площадка АГРС</b>				
Номинальная производительность		м <sup>3</sup> /ч	270 000	
Расчетное давление на входе АГРСРвх		МПа	9,81-4,75	
Количество потребителей	шт.	2		
		<i>Потребитель №1 (Ду 400)</i>	<i>Потребитель №2 (Ду150)</i>	
		Газоснабжение электростанции на базе ПГУ (технологическое оборудование)	Газоснабжение электростанции на базе ПГУ (на собственные нужды)	
Максимальный расход газа потребителю,		м <sup>3</sup> /ч	260 000	9 265
Минимальный расход газа потребителю, нм <sup>3</sup> /ч		м <sup>3</sup> /ч	500	500

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество	
1	2	3	
Давление на выходе Рвых	МПа	3	0,6
Расход газа на собственные нужды на блок БПТ	м <sup>3</sup> /ч	700 (давление 20-30кПа)	
Расход газа собственные нужды блок операторной и ГПУ	м <sup>3</sup> /ч	35 (давление 2-5кПа)	

### **Линейная часть. Магистральный газопровод**

#### **Технологическая схема газопровода**

Магистральный газопровод предназначен для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Проектом предусматривается строительство магистрального газопровода (МГ1) Ду500 Р=9,81 МПа, протяженность составляет 0,239 км от узла врезки в существующий МГ «ББШ» до совмещенного кранового узла и магистрального газопровода (МГ2) Ду400 Р=9,81 МПа, протяженность составляет 15,318 км от совмещенного кранового узла до АГРС .

Место подключения магистрального газопровода к существующему МГ «ББШ» Ду 1000Р=9,81МПа на 1451+150 км. На месте врезки предусмотрен узел врезки в МГ «ББШ» разработанный согласно ТУ № 1.71, письмо от ТОО «ГБШ» №BS6P/LE/PTD/23-1292от 22.09.23. На участке магистрального газопровода МГ1 после узла врезки МГ «ББШ» устанавливается электроизолирующая вставка. Участок магистрального газопровода МГ1 Ду 500 Р=9,81 МПа пропускной способностью 390 000 м<sup>3</sup>/ч предусмотрен для транспортировки газа для 2-х потребителей :

1. азоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт – 270 000 м<sup>3</sup>/ч (проектный);

Г

2. зоснабжение объекта АО «3-Энергоорталык» -120 000 м<sup>3</sup>/ч (перспектив.).

Га

Перераспределение потока газа на потребителей предусматривается на совмещенном крановом узле , где предусмотрены отдельные крановые узлы на 2 потребителя : Ду 400, Р=9,81МПа на газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт(проектируемый) и Ду 300, Р=9,81МПа на газоснабжение объекта АО «3-Энергоорталык».

Проектируемый участок магистрального газопровода (МГ2) Ду 400 Р=9,81МПа предусмотрен от совмещенного кранового узла и предусмотрен для транспортировки газа на АГРС для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Пропускная способность магистрального газопровода МГ2 -270 000 м<sup>3</sup>/ч. В составе магистрального газопровода (МГ2) для периодической очистки полости газопровода с целью обеспечения проектного гидравлического состояния предусмотрены узлы запуска и приема очистных устройств. Узел запуска очистных устройств (УЗОУ) располагается на ПК 04+92,82 магистрального газопровода, узел приема очистных устройств (УПОУ) - на ПК 263+36,38. Также размещен охранный крановый узел Ду400 для обеспечения отключения АГРС при аварии или ремонте. Охранный крановый узел располагается на ПК 265+18 магистрального газопровода.

Режим работы магистрального газопровода - непрерывный, круглосуточный 365 дней в году. Срок эксплуатации магистрального газопровода – не менее 30лет (без учета периода строительства).

#### **Гидравлический расчет**

Гидравлический расчет магистрального газопровода произведен в соответствии с требованиями СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», раздел 18.3.8

Согласно заданию на проектирование расчет выполнен на максимальную производительность АГРС.

Пропускную способность газопровода следует определять по формуле:

$$q_0 = \frac{24 \cdot Q_{\text{мч}} \cdot 10^{-6}}{K_{\text{И}}^{\circ}}, \text{ (млн. м}^3\text{/сут при 293,15 К и 0,1013 МПа),}$$

Где  $Q_{\text{мч}}$ - максимальное часовое потребление газа ( $\text{м}^3\text{/ч}$ ), определяемое по совмещенному графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком.

Коэффициент использования пропускной способности должен определяться по формуле:

$$K_{\text{И}}^{\circ} = K_{\text{РО}} \cdot K_{\text{НД}}.$$

При этом необходимо принимать  $K_{\text{НД}} = 0,95$ ,  $K_{\text{РО}} = 0,99$ .

Пропускная способность (млн.  $\text{м}^3\text{/сутки}$  при 293,15К и 0,1013 МПа) однониточного участка газопровода для всех режимов течения газа должны вычисляться по формуле: без учета рельефа трассы газопровода

$$q = c_1 \cdot d^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot L}}$$

Значения коэффициента следует принимать:

В международной системе СИ:

$c_1 = 105,087$  при  $P_n, P_k$  (МПа);

$d$  (м);  $T_{\text{ср}}$ (К);  $L$  (км).

В смешанной системе:

$c_1 = 0,323 \times 10^{-6}$  при  $P_n, P_k$  ( $\text{кг/см}^2$ );

$d$  (мм);  $T_{\text{ср}}$ (К);  $L$  (км),

где:  $d$  - внутренний диаметр трубы;

$P_n, P_k$  - соответственно абсолютные давления в начале и конце участка газопровода;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерный;

$\Delta$  - относительная плотность газа по воздуху;

$T_{\text{ср}}$  - средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа;

$z_{\text{ср}}$  - средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный;

$L$  - длина участка газопровода.

$$\Delta = \frac{\rho_n}{1,2046};$$

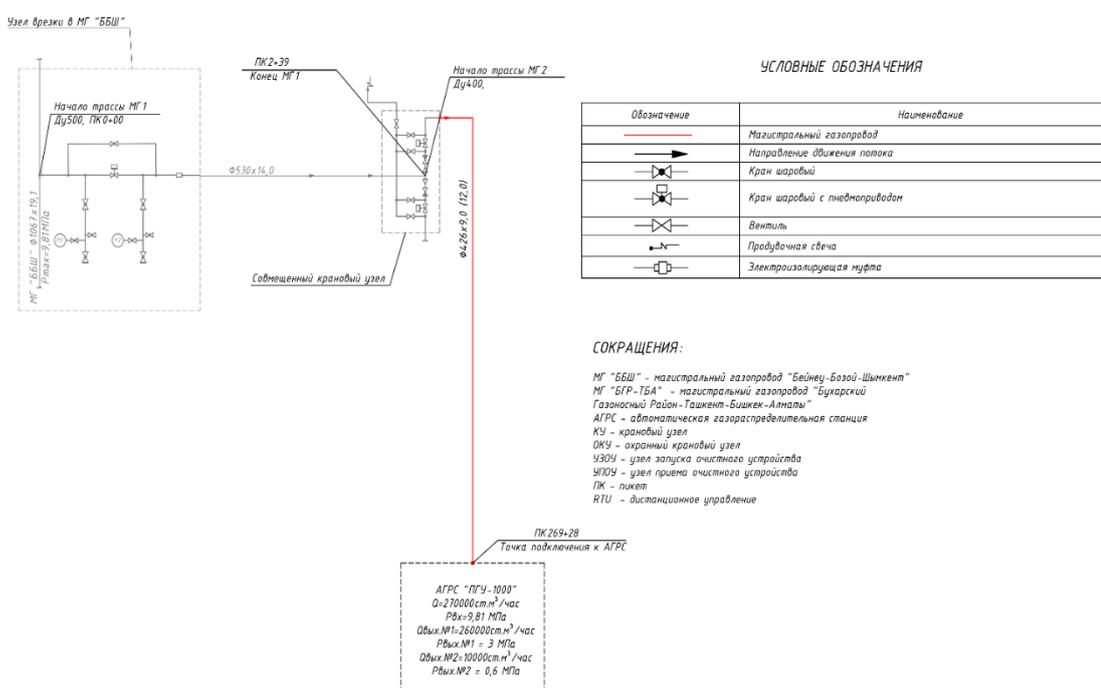
$\rho_n$  - плотность газа при 20 °С, ( $\text{кг/ м}^3$ ).

Состав и параметры газа в точке подключения газопровода к МГ «ББШ» приняты согласно техническим условиям и данным проекта «Строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (второй участок газопровода «Казахстан-Китай» (I и II этапов второго участка))»:

- давление газа  $P_{\text{max}} = 9,81$  МПа,  $P_{\text{min}} = 7,2$  МПа;
- температура газа  $T_{\text{max}} = +20^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{min}} = 0^{\circ}\text{C}$ ;
- протяженность магистрального газопровода участок МГ1 составляет 0,239 км;
- протяженность магистрального газопровода участок МГ2 составляет 15,318 км.

## Результаты гидравлического расчета ГО

Режим газопровода	Расчетный участок	Диаметр газопровода, мм	Протя-ость газопровода, км	Количество транспортируемого газа, м <sup>3</sup> /ч	Нач-ное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
Макс. расход в зимний период	Начало трассы-	530x14,0	0,239	390000	7,2	7,19
Макс. расход в зимний период	Начало трассы-	426x9,0 426x12,0	15,318	270000	7,19	4,75



Расчетная схема магистрального газопровода

### Основные конструктивные характеристики газопровода

#### Сводная таблица труб магистрального трубопровода

Назначение/категория	Дн, м	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес 1 п.м., кг	Общий вес, т	Пересечение/ примечание
1	2	3	4	5	6	7
<b>Трубы по ГОСТ 31447-2012</b>						
Подземная прокладка/ II категория	426	12,0	5521	122,51	676,38	Основная трасса
Подземная прокладка/ III категория	426	9,0	21407	92,55	1981,22	Основная трасса
Подземная прокладка/ II категория	530	14,0	239	178,15	45,08	Основная трасса
Подземная прокладка/ II категория	325	9,0	11	70,14	0,77	На перспективу

<b>Итого:</b>	-	-	<b>27111</b>	-	<b>2678,17</b>
---------------	---	---	--------------	---	----------------

Поворот газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются упругим изгибом сваренной нитки трубопровода, монтажом криволинейных участков из гнутых отводов заводского изготовления, или с использованием крутоизогнутых отводов холодного гнутья (СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013).

*Линейная запорная арматура*

На магистральном газопроводе размещены:

*Участок магистрального газопровода МГ1 Ду 500*

- Узел врезки в МГ «ББШ»;
- Совмещенный крановый узел;

*Участок магистрального газопровода МГ2 Ду 400*

- Охранный крановый узел.

На узле врезки в МГ «ББШ» в качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду500 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением. Для обвязки кранового узла приняты полнопроходные шаровые краны Ду100 для надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

На совмещенном крановом узле в качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду400 и Ду300 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением. Для обвязки кранового узла приняты полнопроходные шаровые краны Ду100 для надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

На охранном крановом узле для отключения АГРС на случай аварии и ремонта в качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду400 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением. Для обвязки кранового узла приняты полнопроходные шаровые краны Ду100 для надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

На крановых узлах предусмотрена установка стояков отбора газа для приборов КИПиА и питания пневмогидропривода шарового крана. Для удаления природного газа из газопровода на крановых узлах предусмотрена установка продувочной свечи. Продувочные свечи расположены на расстоянии 17 м (ОКУ) и 115 м (совмещ. КУ) от запорной арматуры.

Полностью смонтированные крановые узлы устанавливаются на площадке в ограждении.

Ограждение комплектуется охранной сигнализацией.

*Узлы запуска и приема очистных устройств*

Для периодической очистки полости газопровода, с целью поддержания пропускной способности газопровода на уровне проектной, а так же для запуска и приема диагностических устройств, в проекте предусмотрена установка узлов запуска и приема очистных устройств. В состав проектируемого узла запуска очистных устройств УЗОУ входят:

- камера запуска;
- механизм перемещения и запасовки очистного устройства;
- запорная арматура и продувочные свечи;
- трубопроводы обвязки камеры запуска;
- сигнализатор прохождения очистных устройств, устанавливаемый на 1000 м после узла запуска;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода, от действия перепада температуры и давления.

В состав сооружений проектируемого узла приема очистных устройств УПОУ входит:

- камера приема;
- механизмы для извлечения и перемещения очистного устройства;
- запорная арматура и продувочные свечи;

- трубопроводы обвязки камеры приема;
- сигнализатор прохождения очистных устройств, устанавливаемый на 1000 м до камеры приема;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода, от действия перепада температуры и давления

- площадка конденсатосборника.

Конденсатосборник объемом 50 м<sup>3</sup> для сбора продуктов очистки устанавливается на отдельной площадке на расстоянии 22м от узла приема очистных устройств. Свеча для сброса газа из конденсатосборника размещается на расстоянии 60м от конденсатосборника.

#### **Опознавательные знаки**

На трассе магистрального газопровода предусматривается установка опознавательных знаков высотой 1,5 - 2 м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями- указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не реже, чем через 500 м, а также на углах поворота газопровода, с указанными на них: километражем, фактической глубины заложения, наименованием газопровода. На землях сельскохозяйственного пользования столбики устанавливаются только на границах полей.

Для закрепления трассы газопровода на местности, километровые столбики (опознавательные знаки) можно совмещать с контрольно-измерительными пунктами (КИП) катодной защиты, в этом случае КИП окрашиваются, как километровые столбики.

Километровые столбики окрашиваются в ярко-оранжевый или ярко-желтый цвет.

#### **Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)**

Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС) предназначена:

- для подачи газа от магистрального газопровода МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент», с давлением  $P_{вх.}=4,75...9,81$  МПа на газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт;
- для переключения поступающего газа из газопровода, его очистки и подогрева;
- для редуцирования со снижением и поддержанием давления в заданных пределах и поддержания его с определенной точностью при изменении расхода и давления газа на входе в АГРС;
- для измерения, регистрации его расхода и одоризации, перед подачей потребителю.

Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС:

1. Номинальная производительность (без учета газа на собственные нужды):
  - $Q_{min}=1000$  м<sup>3</sup>/ч;
  - $Q_{max}=270\ 000$  м<sup>3</sup>/ч.
2. Давление газа на входе АГРС:
  - $P_{min.раб.}=4,75$  МПа;
  - $P_{max.раб.}=9,81$  МПа.
3. Температура на входе АГРС:
  - $T_{min}=0^{\circ}C$ ;
  - $T_{max}=20^{\circ}C$ .
4. Количество выходных линий – 2 шт;
5. Производительность на выходе:
  - Выход №1  $Q=500...260\ 000$  м<sup>3</sup>/ч;
  - Выход №2  $Q=500...9265$  м<sup>3</sup>/ч;
6. Давление газа на выходе АГРС:
  - Выход №1  $P_{вых}=3,0$  МПа;
  - Выход №2  $P_{вых}=0,6$  МПа;
7. Температура газа на выходе АГРС:
  - $T=$  не ниже  $0^{\circ}C$ .
8. Газ на собственные нужды на блок БПТ-700 м<sup>3</sup>/ч;
9. Давление газа на собственные нужды на блок БПТ- 20-30кПа,;

10. Газ на собственные нужды на блок операторной и ГПУ-35 м<sup>3</sup>/ч

11. Давление газа на собственные нужды на блок операторной и ГПУ-2-5кПа.

АГРС предусматривается на базе блочных газораспределительных станций полного заводского изготовления, которые представляют собой комплекс технологического оборудования, обеспечивающего выполнение следующих основных функций:

- очистка газа от капельной жидкости и механических примесей с автоматическим сбросом конденсата;
- подогрев газа перед редуцированием и автоматическое поддержание заданной температуры для повышения надежности работы оборудования;
- редуцирование газа высокого давления (магистрального) до указанного низкого и поддержание его с заданной точностью при изменении входного давления или расхода газа;
- измерение расхода газа с многосуточной регистрацией данных и передачей информации на уровень газораспределяющей организации;
- одоризация газа;
- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции, в том числе ограничение поставок газа по требованиям газораспределяющей организации;
- звуковое и визуальное оповещение при аварийных ситуациях, а также при нарушениях работы с передачей сигнала на пульт диспетчеру или оператору.

В составе АГРС предусматриваются:

В составе АГРС предусматриваются:

- узел переключения;
- узел очистки;
- блок учета расхода газа (по входу газа Ду300, Ду100);
- узел подогрева газа;
- блок редуцирования газа;
- блок операторной;
- блок учета расхода газа по выходу №1;
- блок учета расхода газа по выходу №2;
- шкаф учета расхода газа на ГПУ;
- блок автоматической одоризации газа;
- блок подготовки теплоносителя;
- подземная емкость для хранения и выдачи одоранта V=1,0м<sup>3</sup>;
- подземная емкость сбора, хранения и выдачи конденсата V=5,0м<sup>3</sup>;
- подземная емкость для слива теплоносителя V=7,0м<sup>3</sup>;
- аккумулятор импульсного газа V=1,5м<sup>3</sup>;
- блок ограничения расхода газа DN150;
- блок ограничения расхода газа DN400;
- газопоршневая электростанция ГПУ100 кВт

#### Материальный баланс технологического процесса

Приход			Расход			
Наименование	Ед. измерения	Колич.	Наименование	Ед. измерения	Колич.	
-Газ, в том числе: -капельной жидкости (конденсата);	м <sup>3</sup> /ч	270 000	Газ	Потребител ь №1 (Ду 400)	м <sup>3</sup> /ч	260 000
	кг/ч	1,4		Потребител ь	м <sup>3</sup> /ч	9265

- Одорант (16г на 1000 м <sup>3</sup> )	кг/ч	0,16		№1 (Ду 150)		
			в том числе: Капельной жидкости (конденсата)		кг/ч	0,04
			Газ на собственные нужды: 1. Операторная и ПГУ 2. Блок подготовки теплоносителя		м <sup>3</sup> /ч м <sup>3</sup> /ч	35 700
			Одорант		кг/ч	0,16
			Конденсат (в ёмкость для сбора конденсата)		кг/ч	1,36

### ***Краткое описание технологического процесса АГРС.***

Газ с магистрального газопровода (МГ) Ду 400 Р<sub>max</sub>=9,81МПа поступает на АГРС. На входе в АГРС предусмотрен узел переключения, который предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также предотвращение повышения давления в линии подачи газа с помощью предохранительной арматуры. Далее газ перед подачей на учет необходимо очистить от капельной жидкости и механических примесей на узле очистки при помощи фильтров сепараторов ФС-250 (3 шт.) с автоматическим сбросом конденсата в емкость сбора и хранения конденсата V=5м<sup>3</sup> ЕКП-5,0/100-У5-1. Очищенный газ поступает в блок учета расхода газа по входу, который состоит из линии основного расхода газа Ду 300, 100% резервирование основной линии расхода газа Ду 300, линия малого расхода газа Ду 100. В блоке учета расхода газа предусмотрено ультразвуковое измерение газа. Перед редуцированием газа до необходимого давления, газ подогревается и автоматически поддерживается до заданной температуры в узле подогрева при помощи подогревателей газа ПГ250-100 (3 шт.). Теплоноситель в подогреватели поступает из блока подготовки теплоносителя (см. раздел ТС). После подогрева газ редуцируется в блоке редуцирования газа с высокого давления (магистрального) 9,81 МПа до 3,0 МПа и 0,6 МПа, а так же осуществляется поддержание его с заданной точностью при изменении входного давления или расхода газа. Редуцирование газа предусмотрено на каждый выход газа потребителю отдельно. На выход газа №1 на ПГУ редуцирование состоит из 3-х линий Ду 300 (2 основные, 1 резервная), а на выход газа №2 на ПГУ состоит из 2 линий Ду 150 (1 основная, 1 резервная). В блоке редуцирования газа предусмотрены узлы редуцирования газа на собственные нужды. (на блок операторной, ПГУ, ПБТ), а так же узел подготовки импульсного газа, где он дополнительно осушается и очищается. После редуцирования газ осуществляется учет газа на выходах №1 и №2 с помощью ультразвукового измерения. Учет по выходу №1 состоит из линии основного расхода газа Ду 400, 100% резервирование основной линии расхода газа Ду 400, линия малого расхода газа Ду 100. Учет по выходу №2 состоит из линии основного расхода газа Ду 150 и резервная линия Ду 150. На выходах №1 и №2 предусмотрены блоки ограничения расхода газа и на выходе газа №2 предусмотрена одоризация газа при помощи блока автоматической одоризации газа. Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом V=1,0 м<sup>3</sup> ЕО-1,0/12-У5-1.

### ***Узел переключения***

Узел переключения АГРС предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также

для предотвращения повышения давления в линии подачи газа потребителю с помощью предохранительной арматуры.

Блок переключения состоит из:

- Узел переключения. Рама входного коллектора, поз. 1 по ГП;
- Узел переключения. Рама выходного коллектора №1, поз. 2 по ГП;
- Узел переключения. Рама выходного коллектора №2, поз. 3 по ГП;

Во входной коллектор входит:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN300, PN10,0 МПа;
- кран шаровой DN80, PN10,0 МПа с пневмоприводом на линии аварийного сброса газа;

Выходной коллектор №1, выполнен по схеме:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN400, PN10,0 МПа;
- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК4Р-200-40 с трёхходовым шаровым краном DN150.

Выходной коллектор №2, выполнен по схеме:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN150, PN10,0 МПа;
- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК4Р-80-16 с трёхходовым шаровым краном DN50.

Обводная (байпасная) линия включает в себя:

- кран запорно-регулирующий с ручным приводом DN250, PN10,0 МПа;
- кран запорно-регулирующий с ручным приводом DN50, PN10,0 МПа;
- кран шаровый с ручным приводом DN250, PN10,0 МПа.
- кран шаровый с ручным приводом DN50, PN10,0 МПа.

Обводная линия предусмотрена для непродолжительного снабжения потребителей газом, минуя АГРС, контроль выходного давления при работе по «байпасу» осуществляться по манометру. Расположение запорной арматуры на обводной линии - закрытое. Запорные устройства обводной линии пломбируются службой АГРС. Свеча Ду80 с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов, предусматривается после входного крана и выносится на 10 м за ограждение ГРС.

#### ***Узел очистки газа***

Узел очистки газа предназначен для очистки газа от механических примесей и капельной влаги, с дальнейшим ее удалением в ёмкость сбора конденсата.

Узел очистки газа на АГРС служит для защиты от преждевременного износа и выхода из строя оборудования, регуляторов давления газа на узлах редуцирования, а также для защиты расходомеров, счетчиков газа, датчиков и приборов автоматики системы контроля и управления.

Газ из узла переключения поступает на узел очистки газа.

Узел очистки состоит из:

- узел очистки. Рама №1, поз. 4.1 по ГП;
- узел очистки. Рама №2, поз. 4.2 по ГП.

Узел очистки выполнен из трех линий очистки, каждая из которых включает в себя:

- фильтр-сепаратор ФС-250, DN250, PN10,0 МПа;
- кран шаровой ручной DN250, PN10,0 МПа до и после ФС-250;
- кран DN20 для продувки узла очистки азотом и кран DN25 на продувочную свечу.

Газ поступает на вход узла очистки, состоящего из трех вертикальных фильтров-сепараторов ФС-250. Отделение жидкости осуществляется за счет закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения, а также отсечки жидкости мелкой латунной сеткой. В верхней части фильтра-сепаратора размещается фильтрующая кассета, состоящая из сменных фильтрующих элементов. Замена и промывка отработанных элементов осуществляется через специальную верхнюю крышку фильтра-сепаратора. Степень загрязнения сетки определяется по перепаду давления на выходе и входе. Жидкость

накапливается в нижней части фильтра-сепаратора и автоматически, по мере накопления, самотеком сливается в емкость хранения, сбора и выдачи конденсата поз. 14 по ГП. Максимальный уровень конденсата в емкости определяется датчиком верхнего уровня, который подает сигнал для открытия/закрытия крана с дистанционным управлением, осуществляющего сброс конденсата в ёмкость сбора конденсата  $V=5,0 \text{ м}^3$  в автоматическом режиме.

Для перехода с рабочего на резервный фильтр, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, не прерывая процесс, необходимо открыть краны на условно нерабочем фильтре и перекрыть краны для отключения условно работающего фильтра.

После узла очистки газ подаётся в блок учета расхода газа.

#### ***Блок учета расхода газа по входу Ду 300 Ду100***

Блок учета расхода газа по входу предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого на АГРС с магистрального трубопровода МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Блок учета расхода газозапроектирован в соответствии с ГОСТ 8.586.1-2005...ГОСТ 8.586.5-2005, требованиями Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений Республики Казахстан».

Блок учета расхода газа по входу состоит из следующих линий:

- линии основного расхода газа;
- 100%резервирование основной линии расхода газа;
- линия малого расхода газа (на летний период).

Блок учёта расхода газа по входу установлен на входном трубопроводе АГРС после узла очистки газа и предназначен для коммерческого учёта расхода газа.

В качестве средств измерений использованы ультразвуковые преобразователи расхода типоразмеров DN300 и DN100.

Узел учёта выполнен из трёх измерительных линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

Рабочая и резервная измерительные линии имеют условный диаметр DN300, линия малых расходов – DN100. По входу и выходу каждой измерительной линии предусмотрены шаровые краны с ручным приводом.

Прямые участки измерительных трубопроводов (перед ультразвуковым расходомером газа) до ближайшего местного сопротивления составляют согласно рекомендации производителя расходомеров не менее 20D.

Конструкция узла учёта обеспечивает простой способ установки/снятия ультразвукового счётчика, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на участке 20D до и 5D после счётчика.

На каждой из измерительных линий предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом, на период проведения ремонтных работ, в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

#### ***Узел подогрева газа***

Узел подогрева газа служит для подогрева газа до заданной температуры для исключения гидратообразования при дросселировании и поддержания температуры газа на выходе из АГРС на заданном значении.

Узел подогрева газа состоит из:

- узел подогрева.Рама 1, поз. 6.1 по ГП;
- узел подогрева.Рама 2, поз. 6.2 по ГП;

Узел подогрева выполнен из трех линий подогрева: рабочей ирезервных. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа ПГ250-100 с входными и выходными патрубками DN250.

Подогреватель газа представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубками из стальной трубы. Теплообменник имеет:

- систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления;

- сбросные предохранительные клапаны, препятствующие росту давления в кожухе теплообменника в случае прорыва;
- запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ;
- контрольно-измерительные приборы;
- штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника;
- штуцер удаления воздуха из кожуха;
- штуцер для слива теплоносителя.

Газ в подогревателе движется по U-образным трубкам, закреплённым в трубной решетке. Теплоноситель движется в межтрубном пространстве кожуха, разделённом перегородками. Теплоноситель в теплообменники поступает из блока подготовки теплоносителя. Циркуляция теплоносителя в системе – принудительная. Защита системы подогрева теплоносителя от повышения давления, в случае прорыва газа в трубном пучке теплообменников подогревателей газа, выполняется предохранительными отсекающими клапанами, настроенными на давление  $P_{настр.} = 1,1P$  (где  $P$  – максимальное давление теплоносителя после отопительного котла).

Каждый теплообменник имеет: систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления, сбросные предохранительные клапаны, препятствующие росту давления в теплообменнике, запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ, контрольно-измерительные приборы, штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника, штуцер для удаления воздуха из кожуха и штуцер для слива теплоносителя. Обвязка газопроводом обеспечивает возможность последовательного и параллельного включения теплообменников. Для аварийного удаления газа из технологических труб предусматриваются сбросные свечи.

По входу и выходу каждой из линий подогрева предусмотрены шаровые краны с ручным приводом DN250, PN10,0 МПа.

На каждой из линий подогрева предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом, на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

#### ***Блок редуцирования***

Блок редуцирования газа предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителям.

Блок редуцирования состоит из:

- блок редуцирования газа. Рама входных кранов БРГ, поз. 7.1 по ГП;
- блок редуцирования газа. Блок-бокс редуцирования БРГ, поз. 7.2 по ГП;
- блок редуцирования газа. Рама выходных кранов БРГ, поз. 7.3 по ГП

Газ на блок редуцирования подается с узла подогрева газа. Рабочая и резервные линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмогидроприводом DN250 PN10,0 МПа, регулятор давления, кран с ручным приводом DN300 PN10,0 МПа.

Линия редуцирования малых расходов выполнена по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом DN80 PN10,0 МПа, регулятор давления, кран с ручным приводом DN150 PN10,0 МПа.

Используемые регуляторы давления автоматически поддерживают давление с точностью  $\pm 5\%$  независимо от колебания давления на входе и расхода газа потребителем. При отклонении рабочих параметров за допустимые пределы резервная линия редуцирования включается в работу автоматически.

При применении системы защитной автоматики каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами, используемыми в качестве исполнительных механизмов.

Линии редуцирования оборудуются сбросными свечами. Для сброса давления и продувки выходных трубопроводов низкого давления, до отключающих кранов предусматривается свеча Ду25.

#### ***Блок учета расхода газа***

Блок учета расхода газа на выходе предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого от АГРС потребителю.

Блок учёта расхода газа расположен на выходных трубопроводах, после блока переключения до блока ограничения расхода газа.

Блок учета газа на выходе состоит из 2 блоков:

- блок учета расхода газа по выходу №1, поз. 9.1-9.2 по ГП;
- блок учета расхода газа по выходу №2, поз. 9.3-9.4 по ГП;

Блок учета расхода газа по выходу №1 запроектирован Ду 400 P=3,0МПа и блок учета расхода газа по выходу №2 запроектирован Ду 150 P=0,6МПа:

В качестве средств измерений использованы ультразвуковые преобразователи расхода типоразмеров DN400 и DN150.

До и после измерения расхода предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN400 PN4,0 МПа и Ду150 PN1,6МПа.

На каждой измерительной линии предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом, на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

#### ***Блок автоматической одоризации газа***

Блок автоматической одоризации газа (БАОГ) предназначен для придания газу характерного запаха путём автоматического дозирования жидкого этилмеркаптана (одоранта) в технологический трубопровод АГРС.

БАОГ установлен на выходном трубопроводе Ду 150 АГРС.

Управление работой узла осуществляется блоком управления, который устанавливается в комнате оператора.

Узел дозирования одоранта размещён в шкафу.

Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом V=1,0 м<sup>3</sup>, расположенной на площадке АГРС, также входящей в комплект поставки.

Слив одоранта в подземную и расходную емкости из бочек должен производиться только закрытым способом, специально обученным персоналом, бригадой не менее трех человек.

#### ***Емкость для сбора конденсата***

Емкость для сбора конденсата выполнена как сосуд высокого давления и предназначена для сбора периодически удаляемых механических примесей и жидкостей из узлов очистки АГРС. Емкость V=5,0 м<sup>3</sup> выполнена в подземном исполнении. Емкость оборудована сигнализатором верхнего уровня. Для сброса газа из емкости предусмотрен предохранительный клапан СППКР-50-16.

Слив жидкости из емкости сбора конденсата выполняется передавливанием давлением не более 0,06 МПа. Для настройки давления газа передавливания в обвязке ёмкости предусмотрен манометр. Выход слива конденсата DN50 выведен наружу и оборудован фланцевым переходом труба-шланг для слива конденсата в автоцистерну.

#### ***Емкость для хранения одоранта***

Емкость для хранения одоранта предназначена для хранения и перекачивания одоранта в емкость блока одоризации и дальнейшей подачи одоранта в газопровод газораспределительной станции. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическим днищем, подводными и отводящими патрубками.

Емкость V=1,0 м<sup>3</sup> имеет подземное исполнение. Объем емкости рассчитан так, чтобы заправка ее производилась не чаще одного раза в два месяца. В емкости предусмотрен контроль уровня одоранта. Одоризатор обеспечивает автоматическую, регулируемую подачу одоранта пропорционально расходу газа на выходе АГРС.

Для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха пары одоранта из емкости хранения и одоризационной установки сбрасываются в эжектор.

#### ***Аккумулятор импульсного газа***

Аккумулятор импульсного газа предназначен для размещения и хранения в нем аварийного запаса сухого газа, который подается к пневмогидравлическим приводам кранов применяемых

на АГРС, при возникновении аварийных ситуаций связанных с разгерметизацией газопровода. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическим днищем, подводными и отводящими патрубками.

Емкость  $V=1,5 \text{ м}^3$  имеет подземное исполнение. В пневмогидравлической системе привода крана производится преобразование потенциальной энергии сжатого газа в механическую работу по перемещению запорного шарового узла.

#### ***Блок операторной***

В комплекте поставки АГРС предусмотрен блок операторной расположенный на территории АГРС.

Операторная – отдельно стоящее здание блочно-модульной конструкции, для размещения дежурного персонала АГРС, обслуживающего станцию вахтовым методом.

В блоке операторной предусмотреть помещение операторной с системами отопления, вентиляции, системой автоматики, электротехническими устройствами, средствами телефонной и диспетчерской связи, оборудованием канала телемеханики и системой телемеханики для круглосуточного дежурства обслуживающего персонала с помещениями:

- комната операторной с оборудованием -  $18 \text{ м}^2$ ;
- бытовая комната;
- комната приёма пищи;
- мастерская;
- топочная;
- душевая;
- туалет;
- коридор (гардеробная).

#### ***Блок ограничения расхода газа***

Блок ограничения расхода газа предусмотрен для лимитирования (граничения потребления) природного газа потребителю. Система ограничения расхода газа позволяет изменять регулируемое значение давления и максимальный расход на выходе АГРС как на месте, так и дистанционно. Система позволяет поддерживать неизменными различные заданные величины.

Блок ограничения расхода газа предусмотрен на 2 выхода :

- блок ограничения расхода газа DN150, поз. 18.1 по ГП;
- блок ограничения расхода газа DN400, поз. 18.2 по ГП.

#### ***Запорная арматура***

Запорная арматура предназначена для отключения технологических трубопроводов, аппаратов и сосудов.

В качестве запорной арматуры на АГРС применяются шаровые краны с ручным управлением и управлением посредством пневмопривода. Вся запорная арматура входит в состав технологических блочных узлов и емкостей заводского исполнения.

#### ***Газоснабжение наружное (ГСН)***

На АГРС предусмотрено газоснабжение на собственные нужды АГРС. В данном разделе предусмотрено строительство наружного газоснабжения блока теплоносителя (поз. 12 по генплану 5768-2-ГП), операторной (поз. 8) и газопоршневой электростанции (поз. 10, 21) на площадке АГРС. В блок теплоносителя подача газа осуществляется средним давлением, в операторную и газопоршневую электростанцию - низким.

Общая пропускная способность газопровода ГСН составляет  $735 \text{ м}^3/\text{ч}$  :

- Газоснабжение на собственные нужды операторной и ГПУ- $35 \text{ м}^3/\text{ч}$  (давление 2-5  $\text{м}^3/\text{ч}$ );
- Газоснабжение на собственные нужды блока подготовки теплоносителя -  $700 \text{ м}^3/\text{ч}$  (давление 20-30  $\text{м}^3/\text{ч}$ ).

Диаметр трубопровода ГСНна БПТ предусмотрен Ду 150, на операторную и ГПУ Ду 50.

Прокладка трубопровода ГСН предусмотрена в подземном исполнении из стальной трубы по ГОСТ 10704-91.

Предусмотрено пневмо испытание на прочность и герметичность системы давлением Рисп=0,6МПа в течении 24 ч.

#### **Газоснабжение внутреннее.**

В разделе предусмотрено внутреннее газоснабжение блока подготовки теплоносителя (БПТ) мощностью Q=700 м³/ч (поз. 12 по генплану 5792-2-ГП) и блока операторной мощностью Q=2.58 м³/ч (поз. 8 по генплану 5792-2-ГП) на площадке АГРС.

Поставка блоков осуществляется в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности.

В объеме газоснабжения блока подготовки теплоносителя предусматривается подводгазопровода к горелке котла Буран Ква-30002 (ВВ-3000) (2 шт.) производительностью 700 м³/ч с давлением 20-30кПа. На входе в блок устанавливаются клапан термозапорный КТЗ-125-02-1,6(Ф), клапан электромагнитный ВН5Н-1КП и обратный клапан межфланцевый Ду100 Ру100. Перед каждым котлом предусматривается запорная арматура.

Газоснабжение блока операторной предназначена для ее системы отопления. Проектом предусматривается питание двухконтурного газового котла производительностью Q=2.58 м³/ч с давлением 3кПа. Учет потребляемого газа ведется бытовым счетчиком газа СГБ G4.

### **Потребность в механизмах, энергии, природных ресурсах, сырье и материалах**

#### *Период строительства.*

*Численность работающих.* Списочный состав трудящихся составит 85 человек.

*Водоснабжение и водоотведение.* Источник питьевого водоснабжения – привозная бутилированная вода. На территории строительной площадки будут устанавливаться биотуалеты для нужд рабочих с последующим вывозом с коммунальными службами по договору.

Продолжительность строительства 12 мес.

Всего 85 человек.

п/п	Наименование потребителя	Ед. измерения	Кол-во	Норма водопотребления, м³/сутки на человека	Кол-во Раб. Дней	Водопотребление м³/год	Водоотведение м³/год
	2		4	5	6	7	8
<i>Период строительства</i>							
.	На хозяйственно-питьевые нужды	ел	8 5	0,025		42 0,75	4 20,75
.	На технические нужды	3	6 50	-		650	6 50
	<b>Всего:</b>		-	-	-	107 0,75	10 70,75

#### *Период эксплуатации.*

Для обеспечения обслуживающего персонала площадки АГРС питьевой водой предусматривается привозная бутилированная вода, соответствующая требованиям Санитарных правил.

Канализационные стоки от санитарно-технических приборов поступают в водонепроницаемый выгреб объемом 4,0 м³. Вывоз фекальных сточных вод предусмотрен по

мере наполнения выгребов, с помощью ассенизаторной машины в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической инспекцией.

Списочный состав трудящихся составит 4 человек.

Всего 4 человек.

Суточная потребность питьевой воды, норма – 25 л/сут

$Q = 4 \cdot 25 = 100$  л (0,1 м<sup>3</sup>/сут)

$4 \cdot 360 \text{ дней} = 1440 \text{ л} / 1000 = 1,44$  м<sup>3</sup>/год

Объем воды на хозяйственно-питьевые нужды составит 1,44 м<sup>3</sup>.

## ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

Под затрагиваемой территорией, согласно ст. 68 Экологического кодекса РК [1], понимается территория, в пределах которой окружающая среда и население могут быть подвержены существенным воздействиям намечаемой деятельности.

Источником газоснабжения потребителей является магистральный газопровод МГ «ББШ»  $\varnothing 1067 \times 19,1$  мм давлением  $P_{\text{max}} = 9,81$  МПа. Проектируемый магистральный газопровод и АГРС запроектированы согласно требованиям ТУ № 1.71, письмо от ТОО «ГБШ» № BS6P/LE/PTD/23-1292 от 22.09.23.

Место подключения магистрального газопровода к существующему МГ «ББШ» Ду 1000P=9,81 МПа на 1451+150 км. На месте врезки предусмотрен узел врезки в МГ «ББШ».

Общий объем газа в точке врезки МГ «ББШ» предусмотрен на 2 потребителя и составляет 390 000 м<sup>3</sup>/ч:

1) Для электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт составляет в объеме 270 000 м<sup>3</sup>/ч (Рабочий проект: «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение»).

2) Для АО «3-Энергоорталык» в объеме 120 000 м<sup>3</sup>/ч (не входит в объем Рабочего проекта и будет разрабатываться отдельным проектом)

Общая протяженность трассы 15,6 км, Ду 400 мм, 9,81 МПа.

Вблизи в радиусе 1 км поверхностные водные объекты отсутствуют. Ближайший жилой дом расположен на расстоянии около 15 м от проектируемого объекта.

Отводимые площади, предназначенные для целей строительства проектируемого объекта составляют: 50 га. Целевое назначение – для проведения проектных изыскательских работ для внешнего газоснабжения. Срок использования – до 03 ноября 2026 года.

Вышеуказанные земли при выполнении в полном объеме природоохранных мероприятий не будут затронуты выбросами, сбросами и иными негативными воздействиями намечаемой деятельности на окружающую среду.

Природная среда окружающей территории способна перенести незначительные косвенные нагрузки в результате строительных работ.

В затрагиваемую намечаемой деятельностью не попадают особо охраняемые природные территории, экологические «коридоры» и пути миграции диких животных, важные элементы ландшафта, объекты историко-культурного наследия, территории исторического, культурного или археологического значения, густонаселенные территории.

Оценки воздействий показали отсутствие сверхнормативного загрязнения атмосферного воздуха во всех контрольных точках на территории жилой застройки. На всех участках жилой застройки не прогнозируется превышение гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах. В дальнейшей перспективе прогнозируется улучшение общего качества атмосферного воздуха в связи с завершением строительных работ, как источника загрязнения атмосферы.

Строительные работы не скажутся на качестве воды в действующих водозаборах хозяйственно-питьевых вод.

Сверхнормативное воздействие шума и вибрации на жилую застройку и другие чувствительные объекты не прогнозируется. Ввиду достаточной удаленности селитебных

территорий от участка намечаемых работ прогнозируется затухание физических воздействий и отсутствие каких-либо опасных проявлений на здоровье и комфортную среду обитания населения.

Данное строительство будет иметь большое значение для социально-экономической жизни района, с точки зрения обеспечения населения электричеством, а также занятости местного населения. Эти факторы окажут позитивное значение на социально-экономические условия жизни населения прилегающих районов. Таким образом, влияние работ на социально-экономические аспекты оценено как позитивно-значительное, как для экономики РК, так и для местного населения.

В целом, воздействие производственной и хозяйственной деятельности на окружающую среду в районе участка оценивается как вполне допустимое при несомненно крупном социально-экономическом эффекте – обеспечении занятости населения, с вытекающими из этого другими положительными последствиями.

Проектируемые работы не окажут влияние на регионально-территориальное природопользование;

При реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях); ухудшение социально-экономических условий жизни местного населения не прогнозируется.

Санитарно-эпидемиологическое состояние территории в результате намечаемой деятельности не ухудшится.

#### **ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ**

В настоящей главе представлены основные характеристики поверхностных вод в районе намечаемой деятельности. В ней описывается воздействие, которое может оказать намечаемая деятельность на эту среду. В главе также определены меры по смягчению последствий, необходимых для исключения и (или) минимизации потенциально негативного воздействия на окружающую среду

Влияние на поверхностные воды оценивается по возможности воздействия на качество воды. Изъятия водных ресурсов не будет.

#### **Затрагиваемая территория**

Намечаемая деятельность не связана с образованием поверхностного стока, изъятие водных ресурсов не предусмотрено.

#### **Современное состояние поверхностных вод**

Вблизи в радиусе 1 км поверхностные водные объекты отсутствуют. Объект не входит в водоохранную зону.

#### **Характеристика намечаемой деятельности как источника воздействия на поверхностные воды**

На стадии проведения строительных работ будут формироваться хозяйственно-бытовые сточные воды. Для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод оборудуется биотуалет, который один раз в неделю будет опорожняться ассенизаторской машиной и вывозиться по договору с коммунальными службами.

Водоотвод поверхностных вод обеспечивается посредством поперечных уклонов с отводом в лотки и продольных уклонов в пониженные места.

#### ***Хозяйственно-бытовые сточные воды.***

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты отсутствуют.

Запланированные работы на территории проектируемого объекта не окажут воздействия на гидрологический режим и качество поверхностных и подземных вод.

В период строительства вода используется для увлажнения грунтов и материалов, согласно технологии строительства запроектированных сооружений. Вода привозная, доставляется на площадки автотранспортом. Для питьевых целей – вода бутилированная.

Для обеспечения обслуживающего персонала площадки АГРС питьевой водой предусматривается привозная бутилированная вода, соответствующая требованиям санитарных правил.

#### *Хозяйственно-бытовая канализация.*

Хозяйственно-бытовая канализация предусмотрена для отвода хозяйственно-бытовых сточных вод от санитарно-технических приборов здания операторной, блочного типа. Канализационные стоки от санитарно-технических приборов поступают в выгреб. Вывоз фекальных сточных вод предусмотрен по мере наполнения выгреба, с помощью ассенизаторской машины в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической инспекцией.

В рамках РООС рассматривается мероприятие по своевременному вывозу хозяйственно-бытовых сточных вод на очистные сооружения близлежащего населенного пункта. Вывоз стоков будет осуществляться в рамках договора оператором объекта и организацией, эксплуатирующей очистные сооружения.

Таким образом, проектные решения, не предусматривают сброса хозяйственно-бытовых стоков в водные объекты, а состав этих стоков обеспечивает возможность их очистки на очистных сооружениях, работающих по типовой схеме, эксплуатацию которых осуществляет специализированная организация.

### **Характеристика и оценка намечаемых решений по обращению со сточными водами**

Для хозяйственно-бытовых сточных вод порядок обращения не предусматривает сброс данного вида сточных вод в водные объекты либо отведение на рельеф местности. Весь объем образования стоков от персонала передается для очистки на ближайшие очистные сооружения в соответствии с договором с коммунальными службами.

Таким образом, воздействие на поверхностные водные объекты, в результате намечаемой деятельности отсутствует.

### **Меры по предотвращению, сокращению, смягчению воздействий намечаемой деятельности на поверхностные воды**

Загрязнением водных объектов признается сброс или поступление иным способом в водные объекты предметов или загрязняющих веществ, ухудшающих качественное состояние и затрудняющих использование водных объектов.

Охрана водных объектов осуществляется от всех видов загрязнения, включая диффузное загрязнение (загрязнение через поверхность земли и воздух).

В соответствии с оказываемым воздействием на поверхностные и подземные водные объекты в рамках РООС разработаны мероприятия по предотвращению или снижению этого воздействия. На всех стадиях СМР необходимо следовать рекомендациям организационного характера:

- 1) обязательно соблюдать границы участков, отводимых под строительство;
- 2) техническое обслуживание автотранспорта и строительной техники осуществлять на базе автотранспортного предприятия, предоставляющего технику;
- 3) применять технически исправные строительные машины и механизмы;
- 4) запретить проезд строительной техники вне существующих и специально созданных технологических проездов;
- 5) оборудовать специальными поддонами стационарные механизмы для исключения пролива топлива и масел;
- 6) обеспечить заправку строительных машин и механизмов в специально оборудованном месте или АЗС;

7) оснащение строительных площадок, где работают машины и механизмы, адсорбентом на случай утечек ГСМ;

8) в случае аварийной ситуации своевременно принять меры по их ликвидации;

9) предотвращение мойки автотранспортных средств и других механизмов в реке и на берегах, а также производство работ, которые могут явиться источником загрязнения вод;

10) образующиеся хозяйственно-бытовые сточные воды собирать в специализированные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения;

11) складировать материалы только на специально подготовленной площадке;

12) своевременная уборка и вывоз строительных отходов на полигон ТБО;

13) производить разборку всех временных сооружений, а также очистку стройплощадки и благоустройство нарушенных земель после окончания строительства.

Дополнительно при проектировании соответствующих объектов необходимо предусмотреть мероприятия инженерно-технического характера. При планировке территории площадок под строительство объектов рекомендуется:

1) вертикальную планировку производить методом отсыпки территории площадочных объектов с максимальным сохранением моховорастительного слоя;

2) сохранять сложившийся термовлажностный режим грунтов в основании возводимых сооружений;

3) срез грунта при вертикальной планировке по возможности исключить;

4) благоустройство и закрепление откосов песчаных отсыпок специальными материалами и посевом трав.

Также строительство необходимо осуществлять с соблюдением следующих мероприятий:

1) при производстве работ в руслах водных объектов в местах их пересечения применять наиболее щадящие технологии, не приводящие к образованию мутности и заиления;

2) работы по пересечению водотоков трубопроводами проводить в меженный период;

3) по возможности исключение гидромеханизированных работ в руслах ручьев и рек в местах их пересечения линейными объектами;

4) при пересечениях объекта с водотоками согласовывать проектную документацию с бассейновой инспекцией.

Запрещается ввод в эксплуатацию водозаборных сооружений без рыбозащитных устройств, водозаборных и иных гидротехнических сооружений без установления зон санитарной охраны и пунктов наблюдения за показателями состояния водных объектов и водохозяйственных сооружений.

В целях охраны водных объектов от загрязнения запрещаются: сброс и захоронение радиоактивных и токсичных веществ в водные объекты; сброс в водные объекты сточных вод промышленных, пищевых объектов, не имеющих сооружений очистки и не обеспечивающих в соответствии с нормативами эффективной очистки; применение техники и технологий на водных объектах и водохозяйственных сооружениях, представляющих угрозу здоровью населения и окружающей среде. Сброс в водные объекты и захоронение в них твердых, производственных, бытовых и других отходов запрещается.

В целях предотвращения истощенности водных объектов физические и юридические лица, пользующиеся водными объектами, обязаны:

1) не допускать сверхлимитного безвозвратного изъятия воды из водных объектов;

2) не допускать на территории водоохраных зон и полос распашки земель, купки и санитарной обработки скота, возведения построек и ведения других видов хозяйственной деятельности, приводящих к истощению водных объектов;

3) проводить водоохраные мероприятия.

### **Сводная оценка воздействия на поверхностные воды**

Согласно проведенной оценке, воздействие планируемой деятельности на поверхностные природные воды характеризуется следующими качественными параметрами:

- по масштабу воздействия - локальное;

- по продолжительности воздействия - кратковременное;
- по интенсивности воздействия - незначительное (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости).

Значимость прямого воздействия на поверхностные воды – воздействие низкой значимости.

Кумулятивные воздействия не прогнозируются так как в долгосрочной перспективе (после окончания строительных работ) будут ликвидированы все источники загрязнения поверхностных вод.

В связи с удаленностью расположения государственных границ стран-соседей и незначительным масштабом намечаемой деятельности, трансграничные воздействия на поверхностные воды исключены.

Намечаемая деятельность не оказывает существенного негативного трансграничного воздействия на окружающую среду на территории другого государства.

В долгосрочной перспективе воздействие строительных работ на поверхностные воды оценивается как положительное, так как окончание строительных работ, как источника загрязнения водных ресурсов положительно скажется на их качестве.

## **ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ**

В настоящей главе представлены основные характеристики состояния и режимов подземных вод в пределах затрагиваемой территории. В ней описывается воздействие, которое может оказать намечаемая деятельность на эту среду. В главе также определены меры по смягчению последствий, необходимых для исключения и (или) минимизации потенциально негативного воздействия на окружающую среду.

Влияние на подземные воды оценивается по возможности воздействия на качество воды. В ходе оценок проведен анализ аспектов намечаемой деятельности в части прямых и косвенных прогнозируемых воздействий сточных вод на подземные воды.

### ***Современное состояние подземных вод***

В условиях естественного режима уровень грунтовых вод подвержен сезонным колебаниям: минимальное стояние отмечается в марте, максимальное приходится на начало мая. Амплитуда колебания уровня в изученном районе составляет 1,5-2,0м. Питание грунтовых вод происходит, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков. Областью питания служит область распространения водоносного горизонта. Водовмещающими отложениями являются все грунты, вскрытые на участке изысканий. Величины коэффициентов фильтрации для грунтов, слагающих участок изысканий, рекомендуется принять по лабораторным данным и по материалам изученности для остальных грунтов:

- для суглинков аллювия – 0,0002-0,0004м/сут;
- для песков мелкой крупности – 1,39-1.52м/сут;
- для песков средне-крупнозернистых с примесью гальки 1.70м/сут;
- для элювиальных глин – 0,00004 – 0,0003 м/сут.

Вода хлоридная натриевая, сульфатно хлоридная натриевая, гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридная магниевая-натриевая очень жесткая, нейтральная и слабокислая, солоноватая и солёная с глинистым осадком.

Содержание в воде сульфатов составляет 496,26-2571,05мг/л, хлоридов 625,3-4366,5 мг/л, гидрокарбонатов 402,6-744,2 мг/л (6,6-12,2мг-экв/л).

Степень агрессивного воздействия грунтовых воды по отношению к бетонным конструкциям на портландцемент от неагрессивной до сильноагрессивной, на

шлакопортландцемент и сульфатостойкий цемент (бетоны марок W4, W6, W8) - неагрессивная. Степень агрессивного воздействия воды к арматуре железобетонных конструкций неагрессивная при постоянном погружении и слабоагрессивная до среднеагрессивной при периодическом смачивании.

Коррозийная агрессивность грунтовых вод к свинцовой оболочке кабеля – от низкой до высокой, к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

#### ***Характеристика намечаемой деятельности как источника воздействия на подземные воды***

На период строительства хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся от жизнедеятельности персонала строительных работ, накапливаются в проектируемом герметичном септике (биотуалет) с регулярным вывозом на ближайшие очистные сооружения, что исключает возможность негативного воздействия данного вида стоков на качество подземных вод.

На период эксплуатации хозяйственно-бытовая канализация предусмотрена для отвода хозяйственно-бытовых сточных вод от санитарно-технических приборов здания операторной, блочного типа. Канализационные стоки от санитарно-технических приборов поступают в выгреб. Вывоз фекальных сточных вод предусмотрен по мере наполнения выгреба, с помощью ассенизаторской машины в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической инспекцией.

Водоотвод поверхностных вод обеспечивается посредством поперечных уклонов с отводом в лотки.

Таким образом, рассмотрение данных видов воздействия в рамках настоящего раздела нецелесообразно.

#### ***Характеристика и оценка намечаемых решений по обращению со сточными водами***

Для хозяйственно-бытовых сточных вод порядок обращения не предусматривает сброс данного вида сточных вод в подземные водоносные горизонты. Весь объем образования стоков от персонала передается для очистки на ближайшие очистные сооружения в соответствии с договором с коммунальными службами.

#### ***Оценка воздействия водоотведения на подземные воды***

Изменение существующего уровня воздействия на подземные воды не предусматривается.

Стоки, формирующиеся на территории, не будут отличаться по качеству от стока с прилегающих территорий.

Таким образом, изменение существующего уровня воздействия на подземные воды в результате строительства не предусматривается.

#### ***Меры по предотвращению, сокращению, смягчению воздействий намечаемой деятельности на подземные воды***

Организованный сбор в герметичной емкости хозяйственно-бытовых стоков с последующей их передачей специализированной организации для очистки на очистных сооружениях.

#### ***Сводная оценка воздействия на подземные воды***

Согласно проведенной оценке, воздействие планируемой деятельности на подземные воды характеризуется следующими качественными параметрами:

- по масштабу воздействия - локальное;
- по продолжительности воздействия - кратковременное;
- по интенсивности воздействия - незначительное (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости).

Значимость прямого воздействия на подземные воды – воздействие низкой значимости.

Кумулятивные воздействие не прогнозируются так как в долгосрочной перспективе (после окончания строительства) будут ликвидированы все источники загрязнения подземных вод. В связи с отдаленностью расположения государственных границ стран-соседей и незначительным масштабом намечаемой деятельности, трансграничные воздействия на подземные исключены.

Намечаемая деятельность не оказывает существенного негативного трансграничного воздействия на окружающую среду на территории другого государства.

В долгосрочной перспективе воздействие работ на подземные воды оценивается как положительное, так как ликвидация площадки строительства, как источника загрязнения водных ресурсов положительно скажется на их качестве.