

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН



ТОО «СП НЕФТ»

ГСЛ № 003345

29/19-2021-01-001-ОПЗ

**Строительство магистрального газопровода
«Талдыкорган-Ушарал»
Стадия II
ТОМ 1**

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

г. Алматы, 2023 г.

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН



ТОО «СП NEFT»

ГСЛ № 003345

29/19-2021-01-001-ОПЗ

**Строительство магистрального газопровода
«Галдыкорган-Ушарал»**

ТОМ 1

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Директор ТОО «СП «NEFT»



Кадырбеков Н.М.

г. Алматы, 2023г.

СОДЕРЖАНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

СОСТАВ ПРОЕКТА	6
Список сокращений и условных обозначений	12
Список приложений.....	13
Запись главного инженера.....	14
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЪЕКТА	15
План магистрального Газопровода «талдыкорган-ушарал».....	16
1. Общие положения	17
1.1. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА	18
1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	18
1.3 СВЕДЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ ОБЪЕКТА	17
1.3.1 Административное положение	18
1.3.2 Общая характеристика объекта	19
1.3.3 Периоды реализации проекта	20
1.4 СВЕДЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ ОБЪЕКТА, ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА И ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА	19
1.4.1 Административное положение	19
1.4.2 Климат.....	19
1.4.3 Сейсмичность территории	22
1.4.4 Гидрография и гидрогеологические условия	22
1.4.5 Геоморфология и рельеф.....	24
1.4.6 Геологическое –литологическое строение и гидрогеологические условия участка	26
1.4.7 Физико-механические свойства грунтов	25
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	30
2.1 Маршрут газопровода	31
2.2 Направление газопровода в макроскопическом масштабе	39
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ	40
3.1.1 Расчетные характеристики газотранспортной системы	40
3.1.2 Технологические параметры.....	40
3.1.3 Гидравлический расчет.....	41
3.2 Прокладка проектируемого газопровода	44
3.3 Условия строительства и монтажа оборудования	45
3.4 Переходы через естественные и искусственные преграды (автодороги, железные дороги, водные преграды, соры)	45
3.4.1 Переходы через автодороги	45
3.4.2 Переходы через водные преграды.....	46
3.4.3 Переходы через горные участки.....	46
3.4.4 Очистка полости газопровода и испытание	47
3.4.5 Гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры.....	49
3.4.6 Опознавательные знаки	50
3.5 Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)	51
3.5.1 Описание принятых технологических решений	52
3.6 Линейная запорная арматура	58
3.7 Узлы запуска и приема очистных устройств	59
3.8 Газовая безопасность	60
3.9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда	60
3.9.1. Охрана окружающей среды	60
3.9.2. Предварительная оценка воздействия проектируемых работ на почвенно-растительный покров.....	61
3.9.3. Мероприятия по защите почвенно-растительного покрова, заложенные в Проекте.....	62
3.10 Техника безопасности	66

3.10.1 Техника безопасности при земляных работах.....	66
3.10.2 Техника безопасности при проведении работ по испытанию газопровода	65
3.10.3 Техника безопасности при эксплуатации АГРС	66
3.10.4 Противопожарные мероприятия.....	66
4. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ОБЪЕКТА	67
4.1 Проектные решения	67
4.2 Планировочные решения	67
4.3 Внутриплощадочные проезды, вертикальная планировка, внутриплощадочные инженерные сети, охрана площадок КУ.....	69
4.4 Транспорт	70
4.5 Благоустройство территории.....	70
4.6. Организация рельефа.....	71
4.7. Инженерные сети и коммуникации.....	71
4.8. Экологическое состояние территории и окружающей среды	71
5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	73
5.1 Исходные данные	73
5.2 Строительные решения по линейным сооружениям.....	75
5.2.1 Крановые узлы	75
5.2.2 Площадка узла подключения к МГ «Алматы-Талдыкорган».....	77
5.2.3 Площадки узла запуска очистного устройства (УЗОУ), узла приема очистного устройства (УПОУ).....	76
5.2.4 Конденсатосборник.....	76
5.3 Мероприятия по проектированию в условиях опасных геофизических воздействий.....	78
5.3.1 Проектирование на просадочных грунтах.....	78
5.3.2 Проектирование в сейсмических районах	77
5.3.3 Антикоррозионные мероприятия	77
5.3.4 Мероприятия по электро, - взрыво - и пожарной безопасности.....	77
6. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	78
6.1 Исходные данные	78
6.2 Узел запуска очистного устройства(УЗОУ).....	78
6.3. Узел приема очистного устройства (УПОУ).....	79
6.4 Автоматизированные газораспределительные станции(АГРС)	80
6.5 Внеплощадочные сети электроснабжения ВЛ-10кВ	84
6.6 Крановые узлы	85
7. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	94
7.1 Объекты автоматизации	94
8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ	89
8.1 ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ.....	89
8.2 Автоматизированные газораспределительные станции(АГРС)	90
8.3 Система безопасности (линейная часть,УЗОУ .УПОУ)	90
8.4 Система безопасности (АГРС бшт.).....	92
8.5 ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ.....	93
8.6 ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (АГРС)	94
9. ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА	95
9.1 Общие сведения.....	95
9.2 Технологические системы защиты.....	97
9.3.Система катодной защиты линейного трубопровода и АГРС	98
10. ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ	105
10.1 Задачи техники безопасности, охрана пожарной защиты при строительстве.....	106
10.2 Охрана окружающей среды на период строительства	108
11. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	110
11.1 Основные решения по организации гражданской обороны, предупреждения ликвидации чрезвычайных ситуаций.....	110

11.1.1 Категорирование магистрального газопровода по ГО	110
11.1.2 Решения по организации действий при ГО и ЧС на линейных сооружениях магистрального газопровода.....	113
11.1.3 Проведение аварийно-спасательных, неотложных и других работ по ГО и ЧС (АСНДР).....	114
11.1.4 Организация взаимодействия между органами управления, формированиями ГО и ЧС и другими организациями.....	117
11.1.5 Управление мероприятиями и действиями ГО и ЧС	117
11.1.6 Обеспечение эвакуационных мероприятий на участке газопровода.....	117
11.1.7 Решения по предупреждению ЧС, источниками которых являются опасные природные процессы и снижению их последствий.....	118
11.1.8 Оценка воздействия природных опасностей на газопроводную систему	119
11.1.9 Мероприятия ГО по защите населения, территорий и организаций, осуществляемые заблаговременно.....	119
11.1.10 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	120
11.1.11 Анализ риска аварийных ситуаций на магистральном газопроводе	120
11.1.12 Решения по предупреждению ЧС, связанных с авариями на газопроводе	121
12. ПРИНЯТЫЕ НОРМЫ И СТАНДАРТЫ	123

СОСТАВ ПРОЕКТА

№ п/п	Номер тома	Альбом	Обозначение	Наименование
Текстовые материалы				
1	Том 1	Книга 1	2919-2021-01-002-ПП	Паспорт проекта
2	Том 1	Книга 2	2919-2021-01-001-ОПЗ	Общая пояснительная записка
3	Том 1	Книга 3	29/19-2021-ДЕК	Декларация промышленной безопасности
4	Том 1	Книга 4	29/19-2021-ИТМ	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
5	Том 1	Книга 5	29/19-2021-ПОС	Проект организации строительства
6	Том 1	Книга 6	29/19-2021-ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
Генеральный план				
7	Том 4	Альбом 1	2919-2021-03-000-ГП	Линейные крановые узлы и ОК. Линейная часть. 1-ой пусковой комплекс
8	Том 4	Альбом 2	2919-2021-05-000- ГП	Площадка камеры запуска очистного устройства УЗОУ. Линейная часть. 1-ой пусковой комплекс
9	Том 4	Альбом 3	2919-2021-06-000- ГП	Площадка камеры приема очистного устройства УПОУ. Линейная часть. 1-ой пусковой комплекс
10	Том 9	Альбом 1	2919-2021-10-600-ГП	Генеральный план. Автоматизированная газораспределительная станция “Ушарал”. 1-ой пусковой комплекс
11	Том 10	Альбом 1	29/19-2021-10-100-ГП	Генеральный план. Автоматизированная газораспределительная станция “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
12	Том 10.1	Альбом 1	2919-2021-07-700-ГП	Генеральный план. Узел запуска очистного устройства (УЗОУ) на отводе на АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
13	Том 10.2	Альбом 1	2919-2021-07-750-ГП	Генеральный план. Узел приема очистного устройства (УПОУ) на отводе на АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
14	Том 11	Альбом 1	29/19-2021-10-200-ГП	Генеральный план. Автоматизированная газораспределительная станция “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
15	Том 12	Альбом 1	29/19-2021-10-300-ГП	Генеральный план. Автоматизированная газораспределительная станция “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
16	Том 13	Альбом 1	2919-2021-10-400-ГП	Генеральный план. Автоматизированная газораспределительная станция “Койлык”.

				3-й пусковой комплекс
17	Том 14	Альбом 1	2919-2021-10-500-ГП	Генеральный план. Автоматизированная газораспределительная станция "Кабанбай". 3-й пусковой комплекс
ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ				
18	Том 2	Альбом 1	29/19-2021-01-000-ТХ.Л	Линейная часть. 1-ой пусковой комплекс
19	Том 2	Альбом 2	29/19-2021-01-000-ТХ.Р	Линейная часть. Расчеты 1-ой пусковой комплекс
20	Том 9	Альбом 11	29/19-2021-09-900-ТХ.Л	Линейная часть Отвод на АГРС "Ушарал". 1-ой пусковой комплекс
21	Том 10	Альбом 11	29/19-2021-09-100-ТХ.Л	Линейная часть Отвод на АГРС "Капал". 2-ой пусковой комплекс
22	Том 11	Альбом 11	29/19-2021-09-200-ТХ.Л	Линейная часть Отвод на АГРС "Жансугуров" 2-ой пусковой комплекс
23	Том 12	Альбом 11	29/19-2021-09-300-ТХ.Л	Линейная часть Отвод на АГРС "Сарканд". 2-ой пусковой комплекс
24	Том 13	Альбом 11	29/19-2021-09-400-ТХ.Л	Линейная часть Отвод на АГРС "Койлык". 3-й пусковой комплекс
25	Том 14	Альбом 11	29/19-2021-09-500-ТХ.Л	Линейная часть Отвод на АГРС "Кабанбай". 3-й пусковой комплекс
Технологическая часть. Площадки крановых узлов, УЗОУ, УПОУ.				
26	Том 3	Альбом 1	29/19-2021-03-050-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-1. 1-й пусковой комплекс
27	Том 3	Альбом 2	29/19-2021-03-100-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-2 совмещенный с охранным краном ОК-1. 1-й пусковой комплекс
28	Том 3	Альбом 3	29/19-2021-03-150-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-3. 1-й пусковой комплекс
29	Том 3	Альбом 4	29/19-2021-03-200-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-4. 1-й пусковой комплекс
30	Том 3	Альбом 5	29/19-2021-03-250-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-5 совмещенный с охранным краном ОК-2. 1-й пусковой комплекс
31	Том 3	Альбом 6	29/19-2021-03-300-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-6 совмещенный с охранным краном ОК-3. 1-й пусковой комплекс
32	Том 3	Альбом 7	29/19-2021-03-400-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-7. 1-й пусковой комплекс
33	Том 3	Альбом 8	29/19-2021-03-450-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-8. 1-й пусковой комплекс
34	Том 3	Альбом 9	29/19-2021-03-350-ТХ	Линейная часть. УЗОУ, УПОУ Технологическая часть. Охранный кран ОК-4. 1-й пусковой комплекс
35	Том 3	Альбом 10	29/19-2021-03-500-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-9 совмещенный с охранным краном ОК-5. 1-й пусковой комплекс
36	Том 3	Альбом 11	29/19-2021-03-550-ТХ	Линейная часть. Крановый узел КУ-10.

				1-й пусковой комплекс
37	Том 3	Альбом 12	29/19-2021-05-600-ТХ	Технологическая часть. Узел запуска очистного устройства УЗОУ в Талдыкоргане. 1-й пусковой комплекс
38	Том 3	Альбом 13	29/19-2021-06-650-ТХ	Технологическая часть. Узел приема очистного устройства УПОУ в “Ушарал” с охранным краном ОК-6. 1-й пусковой комплекс
39	Том 9	Альбом 2	29/19-2021-10-601-ТХ	Технологическая часть. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
40	Том 10	Альбом 2	29/19-2021-10-100-ТХ	Технологическая часть. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
41	Том 10.1	Альбом 2	29/19-2021-07-700-ТХ	Технологическая часть. УЗОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
42	Том 10.2	Альбом 2	29/19-2021-07-750-ТХ	Технологическая часть. УПОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
43	Том 11	Альбом 2	29/19-2021-10-201-ТХ	Технологическая часть. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
44	Том 11	Альбом 12	29/19-2021-03-250-ТХ.01	Технологическая часть. Охранный кран ОК-2’ “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
45	Том 12	Альбом 2	29/19-2021-10-300-ТХ	Технологическая часть. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
46	Том 13	Альбом 2	29/19-2021-10400-ТХ	Технологическая часть. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
47	Том 14	Альбом 2	29/19-2021-10-500-ТХ	Технологическая часть. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
48	Том 14	Альбом 12	29/19-2021-03-500-ТХ.01	Технологическая часть. Охранный кран ОК-5’ “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
Архитектурно-строительные решения				
49	Том 5	Альбом 1	29/19-2021-03-000-АС	Линейная часть. Крановые узлы. 1-ой пусковой комплекс
50	Том 5	Альбом 2	29/19-2021-05-000-АС	Линейная часть. Узел запуска очистного устройства УЗОУ в Талдыкоргане. 1-ой пусковой комплекс
51	Том 5	Альбом 3	29/19-2021-06-000-АС	Линейная часть. Узел приема очистного устройства УПОУ в “Ушарал”. 1-ой пусковой комплекс
52	Том 9	Альбом 3	29/19-2021-10-600-АС	АГРС “Ушарал”. Архитектурно-строительные решения. 1-ой пусковой комплекс
53	Том 10	Альбом 3	29/19-2021-10-100-АС	АГРС “Капал”. Архитектурно-строительные решения. 2-ой пусковой комплекс
54	Том 10.1	Альбом 3	29/19-2021-07-700-АС	УЗОУ “Капал”. Архитектурно-строительные решения. 2-ой пусковой комплекс
55	Том 10.2	Альбом 3	29/19-2021-07-750-АС	УПОУ “Капал” Архитектурно-строительные решения. 2-ой пусковой комплекс

56	Том 11	Альбом 3	29/19-2021-10-200-АС	АГРС Жансугуров. Архитектурно-строительные решения. 2-ой пусковой комплекс
57	Том 12	Альбом 3	29/19-2021-10-300-АС	АГРС "Сарканд". Архитектурно-строительные решения. 2-ой пусковой комплекс
58	Том 13	Альбом 3	29/19-2021-10-400-АС	АГРС "Койлык". Архитектурно-строительные решения. 3-й пусковой комплекс
59	Том 14	Альбом 3	29/19-2021-10-500-АС	АГРС "Кабанбай". Архитектурно-строительные решения. 3-й пусковой комплекс
Электроснабжение				
60	Том 6	Альбом 1	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-1. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
61	Том 6	Альбом 2	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-2. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
62	Том 6	Альбом 3	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-3. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
63	Том 6	Альбом 4	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-4. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
64	Том 6	Альбом 5	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-5. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
65	Том 6	Альбом 6	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-6. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
66	Том 6	Альбом 7	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-7. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
67	Том 6	Альбом 8	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Охранный узел ОК-4. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
68	Том 6	Альбом 9	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-8. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
69	Том 6	Альбом 10	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-9. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
70	Том 6	Альбом 11	29/19-2021-02-001-ЭМ	Электроснабжение. Крановый узел КУ-10. Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
71	Том 6	Альбом 12	29/19-2021-03-001-ЭМ	Электроснабжение. Узел запуска очистного устройства (УЗОУ). Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
72	Том 6	Альбом 13	29/19-2021-04-001-ЭМ	Электроснабжение. Узел приема очистного устройства (УПОУ). Линейная часть. 1-й пусковой комплекс
73	Том 6	Альбом 14	29/19-2021-00-001-ЭМ	Внеплощадочные сети

				электроснабжения ВЛ-10кВ. 1-й пусковой комплекс
74	Том 9	Альбом 4	2919-2021-10-601-ЭМ	Электроснабжение. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
75	Том 10	Альбом 4	29/19-2021-10-101-ЭМ	Электроснабжение. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
76	Том 10.1	Альбом 4	2919-2021-07-700-ЭМ	Электроснабжение УЗОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
77	Том 10.2	Альбом 4	2919-2021-07-750-ЭМ	Электроснабжение УПОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
78	Том 11	Альбом 4	29/19-2021-10-201-ЭМ	Электроснабжение. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
79	Том 12	Альбом 4	29/19-2021-10-301-ЭМ	Электроснабжение. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
80	Том 13	Альбом 4	2919-2021-10-401-ЭМ	Электроснабжение. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
81	Том 14	Альбом 4	2919-2021-10-501-ЭМ	Электроснабжение. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
Электрохимзащита				
82	Том 6.1	Альбом 1	29/19-2021-01-000-ЭХЗ	Электрохимзащита линейной части. 1-й пусковой комплекс
83	Том 9	Альбом 5	2919-2021-10-600-ЭХЗ	Электрохимзащита. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
84	Том 10	Альбом 5	29/19-2021-10-100-ЭХЗ	Электрохимзащита. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
85	Том 11	Альбом 5	29/19-2021-10-200-ЭХЗ	Электрохимзащита. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
86	Том 12	Альбом 5	29/19-2021-10-300-ЭХЗ	Электрохимзащита. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
87	Том 13	Альбом 5	2919-2021-10-400-ЭХЗ	Электрохимзащита. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
88	Том 14	Альбом 5	2919-2021-10-500-ЭХЗ	Электрохимзащита. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
Автоматизация технологических процессов				
89	Том 7	Альбом 1	29/19-2021-03-000-АТХ	Автоматизация линейной части. 1-й пусковой комплекс
90	Том 9	Альбом 10	2919-2021-10-600-АТХ.	АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
91	Том 10	Альбом 10	29/19-2021-10-100- АТХ.С8	АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
92	Том 10.1	Альбом 6	2919-2021-07-700-АТХ	УЗОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
93	Том 10.2	Альбом 6	2919-2021-07-750-АТХ	УПОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
94	Том 11	Альбом 10	29/19-2021-10-200-АТХ	АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
95	Том 12	Альбом 10	2919-2021-10-300-АТХ	АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
96	Том 13	Альбом 10	2919-2021-10-400-АТХ	АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
97	Том 14	Альбом 10	2919-2021-10-500-АТХ	АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс

Система связи				
98	Том 8	Альбом 1	29/19-2021-01-000-СС	Система связи линейной части. 1-й пусковой комплекс
99	Том 9	Альбом 6	2919-2021-10-600-СС	Система связи. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
100	Том 10	Альбом 6	29/19-2021-09-100-СС	Система связи. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
101	Том 11	Альбом 6	29/19-2021-10-200-СС	Система связи. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
102	Том 12	Альбом 6	29/19-2021-10-300-СС	Система связи. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
103	Том 13	Альбом 6	2919-2021-10-400-СС	Система связи. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
104	Том 14	Альбом 6	2919-2021-10-500-СС	Система связи. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
Производственно-технологическая связь				
105	Том 8	Альбом 3	29/19-2021-01-000-ПТС	Производственно-технологическая связь линейной части. 1-й пусковой комплекс
106	Том 9	Альбом 8	2919-2021-10-600-ПТС	Производственно-технологическая связь. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
107	Том 10	Альбом 8	29/19-2021-10-100-ПТС	Производственно-технологическая связь. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
108	Том 11	Альбом 8	29/19-2021-10-200-ПТС	Производственно-технологическая связь. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
109	Том 12	Альбом 8	29/19-2021-10-300-ПТС	Производственно-технологическая связь. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
110	Том 13	Альбом 8	2919-2021-10-400-ПТС	Производственно-технологическая связь. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
111	Том 14	Альбом 8	2919-2021-10-500-ПТС	Производственно-технологическая связь. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
Система безопасности				
112	Том 8	Альбом 2	29/19-2021-01-000-СБ	Система безопасности линейной части. 1-й пусковой комплекс
113	Том 9	Альбом 7	2919-2021-10-600-СБ	Система безопасности. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
114	Том 10	Альбом 7	29/19-2021-10-100-СБ	Система безопасности. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
115	Том 10.1	Альбом 5	2919-2021-07-700-СБ	Система безопасности УЗОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
116	Том 10.2	Альбом 5	2919-2021-07-750-СБ	Система безопасности УПОУ “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
117	Том 11	Альбом 7	29/19-2021-10-200-СБ	Система безопасности. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
118	Том 12	Альбом 7	29/19-2021-10-300-СБ	Система безопасности. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс

119	Том 13	Альбом 7	2919-2021-10-400-СБ	Система безопасности. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
120	Том 14	Альбом 7	2919-2021-10-500-СБ	Система безопасности. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
Наружные сети связи				
121	Том 8	Альбом 4	29/19-2021-01-000-НСС	Система связи линейной части. 1-й пусковой комплекс
122	Том 9	Альбом 9	2919-2021-10-600-НСС	Система связи. АГРС “Ушарал”. 1-й пусковой комплекс
123	Том 10	Альбом 9	29/19-2021-09-100-НСС	Система связи. АГРС “Капал”. 2-ой пусковой комплекс
124	Том 11	Альбом 9	29/19-2021-09-200-НСС	Система связи. АГРС “Жансугуров”. 2-ой пусковой комплекс
125	Том 12	Альбом 9	29/19-2021-09-300-НСС	Система связи. АГРС “Сарканд”. 2-ой пусковой комплекс
126	Том 13	Альбом 9	2919-2021-09-400-НСС	Система связи. АГРС “Койлык”. 3-й пусковой комплекс
127	Том 14	Альбом 9	2919-2021-09-500-НСС	Система связи. АГРС “Кабанбай”. 3-й пусковой комплекс
СМЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ				
128	Том 1.1.1	Книга 1	29/19-2021-СД	Пояснительная записка. Сводный сметный расчет. Сметный расчет стоимости строительства. Объектные сметы
129	Том 1.1.2.1	Книга 2 Часть 1	29/19-2021-СД	Локальные сметы
130	Том 1.1.2.2	Книга 2 Часть 2	29/19-2021-СД	Локальные сметы
131	Том 1.1.2.3	Книга 2 Часть 3	29/19-2021-СД	Локальные сметы
132	Том 1.1.3	Книга 3	29/19-2021-СД	Сводная ведомость потребности основных материалов, изделий, конструкций и оборудования
135	Том 1.1.4	Книга 4	29/19-2021-СД	Сводная ведомость материальных ресурсов и оборудования
136	Том 1.1.5	Книга 5	29/19-2021-СД	Перечень материалов и оборудования
137	Том 1.1.6	Книга 6	29/19-2021-СД	Альбом прайсов. Принятый вариант
138	Том 1.1.7	Книга 7	29/19-2021-СД	Альбом прайсов. Альтернативный вариант

Список сокращений и условных обозначений:

БГР-ТБА	Система магистральных газопроводов Бухарский Газоносный Район Ташкент – Бишкек - Алматы
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ГОСТ	Государственный Отраслевой Стандарт
АГРС	Газораспределительная станция
Д	Диаметр
Ду	Диаметр условный
ИЦА	АО «Интергаз Центральная Азия»
КИП	Контрольно-измерительный пункт
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТС	Комплекс технических средств
ЛК	Линейный кран
ЛЧ	Линейная часть
МГ	Магистральный газопровод
НД РК	Нормативные документы Республики Казахстан
ОК	Охранный кран
ОП	Общее пользование
ОПУ	Оперативный пункт управления
ОСТ	Отраслевой Стандарт
ОТС	Оперативно-технологическая связь
РК	Республика Казахстан
СКЗ	Станция катодной защиты
СНиП	Строительные нормы и правила
СНП	Расход газа на собственные нужды и потери
СП	Свод Правил
ТУ	Технические условия
П	Проект
УЗОУ	Узел запуска очистных и диагностических устройств
УЗПОУ	Узел запуска и приема очистных и диагностических устройств
УЗРГ	Узел замера расхода газа
УПОУ	Узел приема очистных и диагностических устройств
УС	Узлы связи
ЭХЗ	Электрохимзащита
API	Americanpetroleuminstitute/Стандарт Американский институт нефти
Рзав	Давление заводское
Рраб	Рабочее давление
Рисп	Испытательное давление
Рвх	Давление на входе
Рвых	Давление на выходе

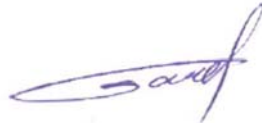
Список приложений

1. Задание на проектирование, утвержденное зам. руководителя ГУ «Управление энергетики и жилищного хозяйства Алматинской области» от 11.01.2021 г.;
2. Архитектурно-планировочное задание (Аксуский район) № KZ79VUA00655153 от 04.05.2022 г.;
3. Архитектурно-планировочное задание (Алакольский район) № KZ42VUA00663676 от 18.05.2022 г.;
4. Архитектурно-планировочное задание (Ескельдинский район) № KZ61VUA00511626 от 13.09.2021 г.;
5. Архитектурно-планировочное задание (Саркандский район) № KZ27VUA00650366 от 27.04.2022 г.;
6. Акт выбора и согласования земельного участка, подписанное руководителями акимата Аксуского, Алакольского, Ескельдинского, Каратальского, Саркандского районов и г. Талдыкорган;
7. Постановление об установлении публичного сервитута акимата Алматинской области № 325 от 19.08.2021 г.;
8. Технические условия на подключение систем газоснабжения (рабочее давление) № 46-46-6-396 от 03.06.2021 г., выданные Филиалом «Управление магистральных газопроводов «Алматы» АО «Интергаз Центральная Азия»;
9. Технические условия на присоединение проектируемого магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» к действующему магистральному газопроводу «Алматы-Талдыкорган» в Коксуском районе Алматинской области № 2-62-111Б от 25.06.2019 г., выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;
10. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности № KZ53VWF00054979 от 13.12.2021 г.;

ЗАПИСЬ ГЛАВНОГО ИНЖЕНЕРА ПРОЕКТА

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм и правил, действующих на территории Республики Казахстан, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Главный инженер проекта



Бакбергенов Д.М.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЪЕКТА

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели
МГ «Талдыкорган-Ушарал»			
1	Технические нормативные требования к объекту - в соответствии, и по состоянию документов на 2021 г.		НД РК
2	Требования к качеству объекта, по всем нормируемым параметрам и по состоянию документов на 2021 г.		НД РК
3	Класс газопровода по классификации СН РК 3.05-01-2013	класс	1
4	Транспортируемый продукт – природный газ, с температурой, не более	°С	40
5	Диаметр газопровода, ДнхS, категория II категория III	мм мм	530x10,0 530x10,0
6	Проектное давление Pраб, не более	МПа	9,8
7	Ориентировочный вес линейной части трубопровода	тыс.тонн	38,8
8	Изоляция труб - заводская «усиленная»	км	302,441
9	Изоляция стыков газопровода: Муфты термоусадочные муфты	шт	30244
10	Переходы МГ через препятствия: - Автодороги I категория; II категория; - Автодороги III категории; IV категории; - Железная дорога «Талдыкорган- Карабулак»; - Реки, поливные каналы, соры и пр.; - ЛЭП, ВЛ.	мест мест мест мест мест	10 16 1 22 58
11	АГРС	Комп.	6
12	Декларация промышленной безопасности		Есть
13	Расчетный срок эксплуатации МГ	лет	30

ПЛАН МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «ТАЛДЫКОРГАН-УШАРАЛ»



1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА

Разработка проекта «Строительство магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» выполнена на основании Договора №29/19 от 06.05.2019 года заключённого между «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области». и ТОО «СП НЕФТ», а также задания на проектирование, являющегося составной и неотъемлемой частью настоящего Договора.

Заказчиком работ является ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области».

Генеральным проектировщиком является ТОО «СП НЕФТ», г. Алматы. ГСЛ № 003345 от 02.03.2018 г., выдано Коммунальным Государственным Учреждением (КГУ) «Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы». Акимат города Алматы.

Разработка проектной документации выполнена на основании следующих документов:

- Архитектурно-планировочное задание (АПЗ) и другие исходно-разрешительные документы, регламентирующие проектную работу в Республике Казахстан;

- - Инженерно-геологические изыскания участка, выполненные ТОО «Геомап» в декабре 2022 года;

- - Топографическая съемка участка в масштабе М1:500, выполненная ТОО «Namark» от 24.05.2022 г.;

В соответствии с внесением изменений в приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165 «Об утверждении правил отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» работы, предусмотренные данным проектом, относится к технически сложным объектам I (повышенного) уровня ответственности.

1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В качестве исходных данных для разработки проекта строительства магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» использованы следующие материалы:

- Региональная схема газификации Алматинской области, утвержденная Межведомственной комиссией при МНГ РК по подготовке Генеральной схемы газификации Республики Казахстан от 14 ноября 2013 года;
- Заключение №04-0344/20 от 31.12.2020 г по ТЭО «Строительство магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал», выполненный ТОО «ГазДорПроект» город Актобе.
- Задание на проектирование, утверждённое Заказчиком;
- Архитектурно-планировочное задание
- Технические условия
- Отчет инженерно-геологических изысканий участка, выполненные ТОО «Геомап»
- Топографическая съемка участка в масштабе М1:500, выполненная ТОО «Namark»

1.3 СВЕДЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ ОБЪЕКТА

1.3.1 Административное положение

Трасса газопровода Талдыкорган-Ушарал расположена в Алматинской области и проходит по территориям Ескельдинского, Аксуского, Сарканского, Алакольского, Караталского районов Алматинской области и города Талдыкорган.

План трассы магистрального газопровода – См. чертеж № 29/19-2021-01-000-ТХ.Л.

Транспортировка природного газа по магистральному газопроводу «Алматы-Талдыкорган» до населённых пунктов Ескельдинского, Аксуского, Сарканского, Алакольского, Караталского районов Алматинской области и областного центра – город Талдыкорган позволит обеспечить природным газом потребности населения, объектов соцкультбыта и промышленных предприятий.

Проектируемый газопровод «Талдыкорган-Ушарал» (далее - МГ) будет эксплуатироваться как составляющая единой системы магистрального газопровода «Алматы-Талдыкорган».

1.3.2 Общая характеристика объекта

Характеристика существующего МГ «Алматы-Талдыкорган» в месте врезки в соответствии с ТУ №2-62-1116 от 25.06.2019г., выданными АО «Интергаз Центральная Азия»:

- Точка присоединения 264,8 км действующего МГ «Алматы-Талдыкорган»;
- Газопровод подземный, глубина залегания 1,2 м до верха трубы;
- Диаметр газопровода - 530, толщина стенки трубы 10,0 мм;
- Рабочая среда - природный газ, проектное давление $P_p=9,8$ МПа;
- Категория участка - II;
- Существующее изоляционное покрытие - битумно-полимерное «усиленного типа».

Технические и технологические параметры проектируемого магистрального газопровода-отвода «Талдыкорган-Ушарал»:

- Диаметр трубопровода – 530 мм;
- Проектное давление трубопровода $P_p= 9,8$ МПа;
- Рабочее давление в трубопроводе в точке подключения к существующему МГ – 7,0 МПа;
- Категория участка – II, III;
- Общая протяженность трассы газопровода – 302,441 км;
- Производительность проектируемого газопровода – до 183,3 млн. м³/год.

В соответствии с утвержденным Заказчиком - ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области» Заданием на проектирование в проекте предусматривается строительство следующих систем и сооружений:

1. Трассы магистрального газопровода Д530 мм с проектным давлением $P=9,8$ МПа, общей протяженностью - 302,441 км;
2. АГРС «Ушарал», АГРС «Капал», АГРС «Жансугуров», АГРС «Сарканд», АГРС «Койлык», АГРС «Кабанбай»;
3. Линейных узлов запорной арматуры;
4. Узлов замера расхода газа;
5. Камер запуска/приема средств очистки и диагностики СОД;
6. Инженерных систем электроснабжения, технологической связи, волоконно-оптической линии связи (ВОЛС).

Прокладка трассы проектируемого магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» предусматривается по территории Ескельдинского, Аксуского, Сарканского, Алакольского, Караталского районов Алматинской области и областного центра - города Талдыкорган.

Протяженность трассы МГ:

- Ескельдинский район - 50,122км;
- Аксуский район - 99,551 км;
- Сарканский район - 59,977 км;
- Алакольский район - 81,267 км.
- г. Талдыкорган - 7,783 км.

- Караталский район - 3,741 км.

Итого, общая протяженность проектируемой трассы МГ - 302,441 км. (См. чертеж № 29/19-2021-01-000-ТХ.Л).

Планируемый срок эксплуатации магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» - 30 лет.

1.3.3 Периоды реализации проекта

Под понятием периода реализации проекта необходимо учитывать условия общего срока реализации проекта, состоящем из суммы потраченного времени для выполнения работ на каждом этапе пусковых комплексов и финансирования объекта строительства. С этим напрямую связан и уровень ответственности подрядной организации, выполняющей определенные виды работ.

Планируемый период реализации проекта принят с учетом оптимизации сроков строительства и ввода в эксплуатацию магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» в следующие сроки:

I пусковой комплекс – II квартал (май) 2024 г.

- Строительство линейной части магистрального газопровода Талдыкорган-Ушарал, протяженностью 302,441 км;
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Ушарал»;
- Строительство АГРС «Ушарал»

II пусковой комплекс – II квартал (июнь) 2026 г.

- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Капал»;
- Строительство АГРС «Капал»
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Жансугуров»;
- Строительство АГРС «Жансугуров»
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Сарканд»;
- Строительство АГРС «Сарканд»

III пусковой комплекс: IV квартал (ноябрь) 2026 г.

- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Койлык»;
- Строительство АГРС «Койлык»;
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Кабанбай»;
- Строительство АГРС «Кабанбай».

1.4 СВЕДЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ ОБЪЕКТА, ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА И ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА

1.4.1 Административное положение

Административно исследуемая трасса газопровода Талдыкорган-Ушарал расположена в Алматинской области в Ескельдинском, Аксуском, Саркандском и Алакольском районе, Республики Казахстан.

1.4.2 Климат

Район участка изысканий представлен континентальным климатом и расположен в IV климатическом районе, подрайон В. (СП РК 2.04-01-2017 (Строительная климатология).

Климатические данные представлены по г. Талдыкорган в соответствии с СП РК 2.04-01 2017 Климатические параметры холодного периода года:

Абсолютная минимальная температура воздуха - (- 42,0⁰С);

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98 - (- 29,3⁰С);

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 - (- 25,3⁰С);

Температура воздуха наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98- (- 31,6⁰С);

Температура воздуха наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,92- (- 28,8⁰С);

Температура воздуха с обеспеченностью 0,94- (-14,1⁰С);

Таблица №2

Средняя продолжительность (сут) и температура воздуха (⁰ С) периодов со средней суточной температурой воздуха, ⁰ С, не выше					
0		8		10	
Продолжи- тельность	температура	Продолжи- тельность	температура	Продолжи- тельность	температура
116	-5,3	172	-1,5	187	-1,1

Дата начала и окончания отопительного периода (период с температурой воздуха не выше 8⁰С) - 17.10-07.04;

Среднее число дней с оттепелью за декабрь-февраль - 5;

Средняя месячная относительная влажность в 15 ч наиболее холодного месяца (января) -63%; за отопительный сезон -74%;

Среднее количество осадков за ноябрь-март – 192 мм;

Среднее месячное атмосферное на высоте установки барометра за январь - 954,2 гПа;

Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль – СВ;

Средняя скорость за отопительный период - 1,7 м/с;

Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 4,1 м/с;

Среднее число дней со скоростью >10 м/с при отрицательной температуре воздуха- 1;

Климатические параметры теплого периода года:

Атмосферное давление на высоте установки барометра: среднемесячное за июль – 939,1 гПа; среднее за год - 948,788 гПа;

Высота барометра над уровнем моря – 602,3 м;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,95 – 29,4⁰С;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,96 – 30,3⁰С;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,98 – 32,5⁰С;

Температура воздуха с обеспеченностью 0,99 – 34,2⁰С;

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца (июля)– (+ 31,6⁰С);

Абсолютная максимальная температура воздуха - (+44,2⁰С);

Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч наиболее теплого месяца (июля) – 29%;

Среднее количество осадков за апрель-октябрь – 220 мм;

Суточный максимум осадков за год: средний из максимальных -27 мм; наибольший из максимальных-52 мм;

Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август – СВ;

Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 1,8 м/с;

Повторяемость штилей за год-15 %;

Средняя месячная и годовая температуры наружного воздуха приводится в таблице №3:

Таблица №3

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
г. Талдыкорган	-8,5	-6,1	1,2	11,2	16,9	22,1	24,2	22,5	16,7	9,1	1,1	-5,5	8,8

Среднегодовое количество осадков – 192+220=412 мм.

Нормативная глубина промерзания по г. Талдыкорган

Таблица №4

Наименование грунта	г. Талдыкорган
глина и суглинок	1.17 м
супесь, песок мелкий и пылеватый	1.42 м
песок гравелистый, крупный и средней крупности	1.53 м
крупнообломочные грунты	1.73 м
Наименование грунта	г. Ушарал
глина и суглинок	1.41 м
супесь, песок мелкий и пылеватый	1.71 м
песок гравелистый, крупный и средней крупности	1.84 м
крупнообломочные грунты	2.08 м

Средняя за месяц и год амплитуды температуры воздуха:

Таблица №5

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
г. Талдыкорган	12,4	12	11,3	13,7	14,2	14,7	15,2	16,1	16,2	14,3	11,4	11,1	13,6

Среднее за год число дней с температурой воздуха ниже и выше заданных пределов:

Таблица №6

Среднее число дней с минимальной температурой воздуха равной и ниже			Среднее число дней с максимальной температурой и выше		
-35 ⁰ С	-30 ⁰ С	-25 ⁰ С	25 ⁰ С	30 ⁰ С	34 ⁰ С
0,0	0,7	4,8	120,7	64,3	22,4

Глубина нулевой изотермы в грунте: данные отсутствуют (СП РК 2.04-01-2017)

Средняя за месяц и год относительная влажность, %:

Таблица №7

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
г. Талдыкорган	78	76	71	54	52	47	45	43	46	60	74	78	60

Среднее число дней с атмосферными явлениями за год:

пыльная буря – 2,9; туман – 16; метель - 2; гроза – 21;

Ветровая нагрузка 0,25 кПа.

Снеговая нагрузка наклонной равнины и г. Талдыкорган 1,8 кПа.

Толщина стенки гололеда не менее 10 мм.

Растительность и почвы

Почвенно-растительный покров не очень разнообразен. Распространены горностепные почвы и почвы сухих кустарников (черноземы, каштановые, коричневые и сероземы). На серо-бурых почвах, занимающих преобладающие площади распространены многочисленные виды полукустарничковых и кустарниковых многолетних солянок, а также злаково-полынные сообщества.

В основном используемые земли относятся к пастбищам, прочим землям, менее к сенокосам. Крестьянские хозяйства ведут в основном выпас мелкого и крупного рогатого скота, в меньшей степени выращиваются зерновые культуры (ячмень, кукуруза, свекла, подсолнух и др.).

1.4.3 Сейсмичность территории

Город Талдыкорган располагается в зоне с балльностью 8-9 баллов.; г. Ушарал - 8 баллов. Приращение сейсмической балльности следует принимать по карте микросейсмрайонирования в соответствии с конкретными грунтовыми условиями.

Сейсмичность площадки строительства

Район расположен в зоне с сейсмической опасностью (согласно СП РК 2.03-30-2017) г. Талдыкорган – 8-9 баллов; г. Ушарал – 8 баллов по картам сейсмического зонирования ОС3-2475 и ОС3-22475.

Пиковые ускорения (в долях g) для скальных грунтов:

- г. Талдыкорган: ОС3-1475 - (agR(475)) - 0,21; И ОС3-12475 - (agR(2475)) - 0,39;

- г. Ушарал: ОС3-1475 - (agR(475)) - 0,13; И ОС3-12475 - (agR(2475)) - 0,25;

Тип грунтовых условий площадки строительства – II (второй) (согласно т. 6,1 СП РК 2.03-30-2017).

№ ИГЭ	Наименование грунта	Для разработки одноковш. экскават.	Для ручной разработки
1	Почвенно-растительный слой (ПРС)- 9б	1	2
2	Суглинок твердый, полутвердый – 35б;	2	2
3	Суглинок мягкопластичный – 35а	1	1
4	Песок пылеватый - 29а	1	1
5	Песок средней крупности – 29б	1	1
6	Песок гравелистый - 29в	1	2
7	Галечниковый грунт – 6б;	2	3

1.4.4 Гидрография и гидрогеологические условия

Особенности природно-климатических условий района определяют формирование поверхностного стока и наличие гидрографической сети, представленной реками Лепсы, Сарыкан, Баскан. Река Лепсы относится к бассейну оз. Балхаш и занимает по водности 3 место. Берёт начало из ледников северных склонов Джунгарского Алатау на высоте более 3000 м, протекает среди различных природных зон и впадает в восточную часть озера Балхаш. Длина реки 417 км, общая площадь водосбора 8110 км², в районе предполагаемого строительства 2220 км². Основными притоками являются реки Сарымсақты, Аганакты (в верховьях) и левый приток Баскан (в низовьях). Дельта реки, с вершиной в 30 км от устья, небольшая, площадью 145 км². Русло извилистое, песчано-илистое, деформируемое. Берега, высотой 3-4 м, крутые, песчано-илистые, размываемые.

Для реки, формирующей сток в нескольких высотных поясах характерно весенне-летнее половодье и паводки в теплое время года. В этот период проходит большая часть годового стока, наблюдаются максимальные расходы (наибольший срочный расход - 267 м³/с 29.04.1959 г.) и наибольшие уровни воды. Наибольшие расходы обычно смешанного снего-дождевого или дождевого происхождения. Подъем уровней начинаются в апреле, заканчивается к середине августа. Максимумы дождевых паводков нередко в несколько раз превышают талые и чаще всего отмечаются в мае-июле, иногда в апреле, в результате выпадения дождя на снег. Максимальные расходы, в том числе и катастрофические паводки снего-дождевого происхождения, формируются при выпадении ливневых осадков на освободившуюся от снега поверхность водосборов. Средняя продолжительность половодья 160-170 суток. В периоды прохождения наибольшей волны весеннего половодья на реке наблюдаются выходы воды на пойму. Вода на пойме в периоды таких разливов удерживается в течение 1-5 суток.

Наименьший месячный сток зимней межени и годовой наблюдаются в январе-феврале. В зимний период на реке наблюдаются неустойчивый ледостав, мощные забереги, ледоход, шуга, характерны заторно-зажорные явления. Зажоры на реке наблюдаются при значительном понижении

температуры воды в связи с увеличением интенсивности шугохода.

По характеру питания река относится к смешанному типу.

Вода реки используется для водоснабжения населения, орошения. На реке построены более 40 водозаборных каналов, у поселка Петропавловское сооружена ГЭС. Лепсы пересекает Туркестано-Сибирскую железную дорогу. На побережье реки расположен поселок городского типа Лепсы.

Река Сарыкан находится в Сарыканском районе Алматинской области. Берет начало с ледника на северном склоне Джунгарского Алатау на высоте 3400 метров над уровнем моря и образуется от слияния двух ветвей Кары-Сарыка и Ак-Чаганака, впадает в реку Аксу у села Кокжайдак и относится к рекам бассейна озера Балхаш.

Длина реки 90 километров, площадь водосбора 704 км². Река представляет собой горный поток, шириной до 10 м, со скоростью течения до 1.5 м/с. В некоторых местах русло разбивается на несколько мелких проток с замедленным течением, до 0.1 м/с, шириной по 1-2 м. Ширина долины реки Сарыкан варьируется от 300 - 500 метров до 1500 метров. Русло реки умеренно извилистое, валунно-галечное, деформируемое. Берега пологие, высотой от 3.5 до 4 м, валунно-галечные, устойчивые.

Река относится к смешанному типу питания. Подземная составляющая велика - до 45-50% годового стока в средний по водности год, ледниковое 35-40%, участие снеговых и дождевых вод в питании реки составляет 10-15% годового стока.

По характеру водного режима Сарыкан относится к типу рек с весенне-летним половодьем, в период которого проходит большая часть годового стока. Максимальные расходы воды формируются за счет таяния снега и ледников (весна-лето). Подъем уровней и увеличение водности начинаются обычно в апреле - начале мая, заканчивается в сентябре. Продолжительность половодья от 108 до 194 суток. На реке наблюдаются селевые потоки, которые формируются в результате синхронного поступления значительного количества воды за счет различных видов стока, в основном за счет таяния снега и ледников.

В зимнее время на реке наблюдаются забереги, неустойчивый ледостав, шуга, заторно-зажорные явления. Иногда в результате прорыва зажора в горной части могут возникнуть катастрофические шуго-ледовые сели, образуя ледоход огромной мощности при высоком уровне воды.

Наименьший месячный сток зимней межени и годовой наблюдаются в январе, феврале, марте.

Воды реки используются для нужд сельского хозяйства и для водоснабжения населенных пунктов. В вегетационный период режим реки нарушается влиянием земляных плотин и искусственных дамб. Реку Сарыкан пересекает автомобильная дорога Алматы - Усть-Каменогорск.

Река Баскан берет начало с северного склона хребта Джунгарского (Жетысуйского) Алатау, образуется на нижней ступени хребта после слияния рек Большой и Малый Баскан. Слияние происходит на южной окраине села Екиаша. После слияния река протекает по слабо наклоненной на север, затем протекает через неглубокий и узкий каньон, после которого выходит на Прибалхашскую равнину. На равнине воды реки разбираются на орошение. И только в зимнее время вода достигает места слияния реки Баскан с рекой Лепсы. Протяженность реки Баскан от села Екиаша до слияния составляет примерно 110 км.

Русло реки прямолинейное, валунно-галечное. Берега скалистые, крутые, высотой до 40-50 м. Для реки характерно весенне-летнее половодье, которое начинается в апреле и заканчивается в сентябре. Продолжительность половодья в среднем 158 суток. Наибольшие расходы обычно смешанного снегодождевого или дождевого происхождения. Наибольший срочный расход 72.6 м³/с - 23.06.1988 г. В зимний период на реке наблюдаются забереги, шуга, кратковременный ледостав, заторно-зажорные явления.

Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении подземные воды предгорных равнин связаны с валунно-гравийно-галечниками и песчаными отложениями четвертичного возраста.

Разнообразие и сложность геологии четвертичных отложений предгорной равнины обусловили и весьма сложные гидрогеологические условия.

Одна из разновидностей подземных вод, встреченных при производстве изысканий является верховодка, водоносный горизонт спорадического распространения. Отдельные линзы ее встречаются в интервале глубин от 0,5 до 6,0 м.

Эти воды отличаются широкими пределами изменений химических свойств. Преобладают слабосоленоватые и соленые воды с содержанием солей от 1,5 до 5,0 г/л. Повышенная минерализация обусловлена их застойным режимом и приурочена к супесчаным засоленным грунтам.

Следующая разновидность – грунтовые воды, распространены повсеместно в пределах предгорной наклонной равнины. Материалы бурения прошлых лет показывают, что кровля водоносного горизонта обычно залегает в интервалах глубин 7 – 10 м. Мощность водонасыщенной зоны варьирует от 12,0 до 20,0 м. Водовмещающими породами являются разномеристые пески, залегающие в виде линз прослоев и валунно-гравийно-галечники. По качеству воды в основном пресные, гидрокарбонатно-кальциевого типа с сухим остатком до 1,0 г/л.

1.4.5 Геоморфология и рельеф

Рельеф

Область расположена между хребтами Северного Тянь-Шаня на юге, озеро Балхаш-на северо-западе и река Или - на северо-востоке; на востоке граничит с КНР. Вся северную половину занимает слабонаклоненная к северу равнина южного Семиречья или Прибалхашья, пересеченная сухими руслами - баканасами, с массивами грядовых и сыпучих песков. Южная часть занята хребтами высотой до 5000 м, Кетмень, Заилийский Алатау и северными отрогами Кунгей – Алатау. С севера хребты окаймлены (в частности, Джунгарский Алатау) предгорьями и не широкими предгорными равнинами.

Предгорные наклонные равнины и холмисто-увалистый рельеф сильно изрезанные логами с крутыми заросшими склонами, руслами временных и постоянных водотоков.

С общим уклоном на север. Абсолютные отметки поверхности 597,00-770,00 м.

Геоморфология

В геоморфологическом отношении район работ находится в пределах Илийской долины, надпойменной правобережной террасы реки Или. В геолого-литологическом строении района принимают участие нерасчлененные верхнечетвертичные и современные отложения (QIII-IV), представленные суглинками и крупнообломочными грунтами с песчаным и песчано-суглинистым заполнителем, местами, перекрытыми с поверхности почвенно-растительным грунтом.

По фондовым материалам четвертичные отложения ниже по разрезу сменяются отложениями неогена павлодарской свиты (N1-2pv), представленные алевролитами, очень плотными глинами и аргиллитами красноватого цвета, а также песчаниками грубозернистыми и конгломератами серого цвета на глинисто-карбонатном цементе.

1.4.6 Геологическое – литологическое строение и гидрогеологические условия участка

Центральную часть северных передовых цепей Тянь-Шаня занимает хребет Джунгарский Ала-Тау, круто поднимаясь над пустынными степями Илийской (впадины) равнины. В строении Джунгарского Алатау, обширные площади в пределах северного склона сложены палеозойскими отложениями представленными: гранитами, гранодиоритами, порфиритами, порфирами, туфами, конгломератами, окварцованными сланцами и песчаниками карбона. Вдоль подножий северных отрогов хребта Джунгарского Алатау простирается низкогорный холмисто-увалистый рельеф с выходами на дневную поверхность палеозоя, представленными окварцованными сланцами, с дайками песчаников. Сверху отложения палеозоя перекрыты делювиально-пролювиальными отложениями средне-верхнечетвертичного возраста (dpQII-III), представленные суглинками, супесями, дресвяными грунтами. Подгорные наклонные равнины сложены аллювиально-пролювиальными отложениями, представленные суглинками, супесями, песками разной крупности, гравийными и галечниковыми грунтами. Подземные воды низкогорья. Это трещинные воды северных цепей Джунгарского Алатау. Подземные воды предгорных равнин. Подножья северных цепей Джунгарского Алатау обрамлены конусами выноса, которые, сливаясь между

собой, образуют полосу предгорных шлейфов, сложенных валунно-галечниковыми и гравийно-галечниковыми отложениями большой мощности. Они формируются на территории предгорных шлейфов за счет фильтрации поверхностных вод и в дальнейшем образуют мощные подземные потоки. Полоса предгорных шлейфов ниже сменяется обычно расчлененной предгорной равниной, сложенной лессовидными суглинками, супесями с прослоями галечников, гравийно-песчаных пород, заходящими отдельными языками со стороны предгорных шлейфов. На границе предгорных равнин грунтовый поток встречает многочисленные прослои и линзы водоупорных пород, в результате чего происходит уменьшение сечения водоносного горизонта и подпор грунтовых вод. Все это обуславливает общее приближение уровня грунтовых вод с последующим их выклиниванием на поверхность земли в виде источников, отдельных струек, мочажин. На равнинных участках выклинивающиеся воды образуют заболоченные участки, сазы. Грунтовые воды пройденными выработками на глубину 3,5-5,0 м вскрыты на глубине 0,60-3,0 м (скв. 21,100 и 120). Опасных физико-геологических явлений не наблюдается.

В геолого-литологическом строении трассы газопровода принимают участие аллювиально-пролювиальные отложения четвертичного возраста, представленные лессовидными суглинками, песками от пылеватых до крупных и гравелистых, а также галечниками, перекрытыми с поверхности почвенно-растительными грунтами.

Для определения геолого-литологического строения трассы было пройдено 545 скважин глубиной по 3,5 м, 5,0 м и 6,0 м (речные переходы) отобраны образцы грунтов для лабораторных исследований.

До глубины 3,5-6,0 м выделено 7 инженерно-геологических элемента:

ИГЭ-1 - Почвенно-растительный слой, с остатками корней растений мощностью 0.20 м

ИГЭ-2 - Суглинок лессовидный, желтовато-бурого цвета, твердой и полутвердой консистенции, просадочный, с включением карбонатов, макропористый, мощностью от 0,30 до 3,0 м.

ИГЭ-3 - Суглинок мягкопластичный, мощностью 1,5-3,0 м.

ИГЭ-4 - Песок пылеватый, мощностью от 0,80 до 5,0 м

ИГЭ-5 - Песок средней крупности, мощностью от 3,0 м

ИГЭ-6 - Песок гравелистый, мощностью от 1,5 м до 5,0 м

ИГЭ-7 - Галечниковый грунт с песчаным заполнителем, Вскрытая мощность галечника от 2.0 м.

1.4.7. Физико-механические свойства грунтов

Физико-механические свойства грунтов в пределах площадки изысканий приводятся для шести инженерно-геологических элемента (ИГЭ), исключая почвенно-растительный слой (ИГЭ-1), который подлежит рекультивации.

ИГЭ-2а – Суглинок твердый и полутвердый – 35б;

верхний предел пластичности – 27,9;
нижний предел пластичности – 17,4;
число пластичности – 10,5;
показатель текучести – <0;
природная влажность – 5,8%;
плотность частиц грунта – 2,70 г/см³;
плотность грунта – 1,64 г/см³;
плотность сухого грунта – 1,55 г/см³;
коэффициент пористости – 0,742;
степень влажности – 0,21;
угол внутреннего трения при природной влажности – 24,8 град.;
угол внутреннего трения при водонасыщении – 18,1 град.;
удельное сцепление при природной влажности – 46,9 кПа;
удельное сцепление при водонасыщении – 22,0 кПа;
условное сопротивление при природной влажности – 334,2 кПа;
условное сопротивление в водонасыщенном состоянии – 98,0 кПа;

ИГЭ – 3 – Суглинок мягкопластичный – 35а;

верхний предел пластичности – 23,9;
нижний предел пластичности – 16,3;
число пластичности – 7,6;
показатель текучести – 0,74;
природная влажность – 22,6%;
плотность частиц грунта – 2,71 г/см³;
плотность грунта – 2,03 г/см³;
плотность сухого грунта – 1,65 г/см³;
коэффициент пористости – 0,642;
угол внутреннего трения при природной влажности – 18,9 град.;
удельное сцепление при природной влажности – 26,0 кПа;
условное сопротивление при природной влажности – 98,0 кПа;

ИГЭ – 4 - Песок пылеватый – 29а;

природная влажность – 3,9%;
плотность частиц грунта – 2,67 г/см³;
плотность грунта – 1,30 г/см³;
плотность сухого грунта – 1,25 г/см³;
коэффициент пористости – 1,054;
угол естественного откоса в сухом состоянии – 30 град.;
угол естественного откоса при водонасыщении – 22* град.;
удельное сцепление при природной влажности – 2,0 кПа;
удельное сцепление при водонасыщении – 1,0 кПа;
условное сопротивление при природной влажности – 196,0 кПа;

ИГЭ – 5 – Песок средней крупности – 29б;

природная влажность – 7,0%;
плотность грунта – 1,60 г/см³ (табл.);
плотность частиц грунта – 2,67 г/см³;
коэффициент пористости – 0,668;
угол естественного откоса в сухом состоянии – 32 град.;
угол естественного откоса при водонасыщении – 21 град.;

удельное сцепление при природной влажности – 1,0кПа;
 модуль деформации при природной влажности – 30,0МПа / 300,0 кг/см² .
 условное сопротивление при природной влажности – 294,0кПа;
ИГЭ – 6 - Песок гравелистый – 29в;
 природная влажность – 7,7%;
 плотность частиц грунта – 2,67г/см³;
 плотность грунта – 1,66 г/см³;
 плотность сухого грунта – 1,54г/см³;
 коэффициент пористости – 0,734;
 угол естественного откоса в сухом состоянии – 38град.;
 угол естественного откоса при водонасыщении – 35град.;
 модуль деформации при природной влажности – 30,0МПа / 300,0 кг/см² ;
 модуль деформации при водонасыщении – 30,0МПа / 300,0 кг/см² .
 условное сопротивление при природной влажности – 343,0кПа;
ИГЭ – 7 – Галечниковый грунт– 6б;
 плотность грунта – 1,95г/см³(табл.);
 угол естественного откоса в сухом состоянии – 41град.;
 угол естественного откоса при водонасыщении – 39град.;
 модуль деформации при природной влажности – 40,0 МПа / 400,0 кг/см²;
 модуль деформации при водонасыщении – 40,0МПа / 400,0 кг/см².
 условное сопротивление при природной влажности – 980,0кПа;

Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов

Нормативные и расчетные значения удельного сцепления (кПа), угла внутреннего трения (град.) и условное сопротивление (кПа) приведены в табл.8. Расчетные значения характеристик даны с учетом коэффициента надежности по грунту.

Таблица №8

№ ИГ Э	Наименование грунта	Удельный вес грунта кН/м ³			Удельное сцепление грунта кПа			Угол внутреннего трения грунта градус			Условное сопротивление кПа
		норм	РП	РІ	норм	СП	СІ	норм	γІ	γІ	
2	Суглинок твердый и полутвердый – 35б;	16,4	15,9	15,6	$\frac{46,9}{22,0^*}$	$\frac{45,1}{21,1^*}$	$\frac{43,4}{20,4^*}$	$\frac{24,8}{18,1^*}$	$\frac{24,1}{17,6^*}$	$\frac{23,7}{17,3^*}$	334,2
3	Суглинок мягкопластичный – 35а;	20,3	20,3	20,1	26,0	25,0	24,0	18,9	18,6	18,5	98,0
4	Песок пылеватый – 29а;	13,0	13,0	12,9	$\frac{2,0}{1,0^*}$	$\frac{2,0}{1,0^*}$	$\frac{1,3}{0,7}$	$\frac{30}{22^*}$	$\frac{30}{22^*}$	$\frac{27,3}{20^*}$	196,0
5	Песок средней крупности– 29б;	16,0	16,0	15,8	1,0	1,0	0,7	$\frac{32}{21^*}$	$\frac{32}{21^*}$	$\frac{29}{19,1^*}$	294,0
6	Песок гравелистый – 29в;	16,6	16,6	16,4	-	-	-	$\frac{38}{35^*}$	$\frac{38}{35^*}$	$\frac{34,5}{31,8^*}$	343,0

7	Галечниковый грунт – бб;	19,5	19,5	19,3	-	-	-	$\frac{41}{39^*}$	$\frac{41}{39^*}$	$\frac{37,2}{35,4^*}$	980,0
---	--------------------------	------	------	------	---	---	---	-------------------	-------------------	-----------------------	-------

*- характеристики грунтов даны для грунтов при водонасыщенном состоянии

Грунты по степени морозоопасности: суглинок твердый, полутвердый, песок средней крупности, галечниковый грунт - слабопучинистые, песок пылеватый, суглинок мягкопластичный – сильнопучинистый.

Грунтовые воды пройденными выработками на глубину 3,5-5,0 м вскрыты на глубине 0,60-3,0 м (скв. 21,100 и 120).

Сезонная амплитуда колебаний УГВ $\pm 1,0-1,5$ м.

По результатам химического анализа воды по содержанию сульфатов подземные воды не обладают сульфатной агрессией к портландцементом и неагрессивны к сульфатостойким цементам. По содержанию хлоридов воды неагрессивны на арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании и неагрессивны при постоянном погружении.

Грунты незасоленные (ГОСТ 25100-2011).

Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию сульфатов для бетонов W4 на портландцементе от сильноагрессивная до неагрессивная для сульфатостойких бетонов слабоагрессивная для бетонов W6 и W8 среднеагрессивная. По содержанию хлоридов для всех марок бетонов от среднеагрессивной до неагрессивной.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали – от средней до высокой.

Грунты ИГЭ-2 проявляют просадочные свойства. Тип грунтовых условий по просадочности - I (первый).

Выводы и рекомендации

1. Административно, исследуемая трасса газопровода Талдыкорган-Ушарал расположена в Алматинской области, Республики Казахстан.
2. Район участка изысканий представлен континентальным климатом и расположен в IV климатическом районе, подрайон В.
3. В геолого-литологическом строении газопровода принимают участие аллювиально-пролювиальные отложения четвертичного возраста, представленные лессовидными суглинками, песками от пылеватых до крупных и гравелистых, а также галечниками, перекрытыми с поверхности почвенно-растительными грунтами.
4. До глубины 3,5-6,0 м выделено 7 инженерно-геологических элемента:
 - ИГЭ-1 - Почвенно-растительный слой, с остатками корней растений мощностью 0.20 м
 - ИГЭ-2 - Суглинок лессовидный, желтовато-бурого цвета, твердой и полутвердой консистенции, просадочный, с включением карбонатов, макропористый, мощностью от 0,30 до 3,0 м.
 - ИГЭ-3 - Суглинок мягкопластичный, мощностью 1,5-3,0м.
 - ИГЭ-4 - Песок пылеватый, мощностью от 0,80 до 5,0м
 - ИГЭ-5 - Песок средней крупности, мощностью от 3,0м
 - ИГЭ-6 - Песок гравелистый, мощностью от 1,5м. до 5,0м
 - ИГЭ-7 - Галечниковый грунт с песчаным заполнителем, Вскрытая мощность галечника от 2.0 м.
5. Суглинки ИГЭ-2 проявляют просадочные свойства. Тип грунтовых условий по просадочности - I (первый).

Предусмотреть комплекс мероприятий, предупреждающих ухудшение строительных свойств просадочных грунтов, включающий:

 - а) конструктивные мероприятия, способствующие устранению просадочных свойств в пределах верхней зоны просадки:

- вытрамбование,
 - для сплошного маловодопроницаемого экрана глубина уплотнения должна быть не менее 1.5м,
 - плотность сухого грунта в уплотненном слое должна быть не менее 1.70 т/м³
 - при устройстве грунтовых подушек с целью ликвидации просадочных свойств основания плотность сухого грунта должна быть 1.6т/м³, а при устройстве подушек с целью создания сплошного водонепроницаемого экрана – не менее 1.7т/м³.
6. Грунты незасоленные (ГОСТ 25100-2011).
 7. Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию сульфатов для бетонов W4 на портландцементе от сильноагрессивная до неагрессивная для сульфатостойких бетонов слабоагрессивная для бетонов W6 и W8 среднеагрессивная. По содержанию хлоридов для всех марок бетонов от среднеагрессивной до неагрессивной.
 8. Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали – от средней до высокой.
 9. Грунтовые воды пройденными выработками на глубину 3,5-5,0м вскрыты на глубине 0,60-3,0м (скв. 21,100 и 120). Сезонная амплитуда колебаний УГВ $\pm 1,0-1,5$ м.
 10. По результатам химического анализа воды по содержанию сульфатов подземные воды не обладают сульфатной агрессией к портландцементом и неагрессивны к сульфатостойким цементам. По содержанию хлоридов воды неагрессивны на арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании и неагрессивны при постоянном погружении.
 11. Согласно СП РК 2.03-30-2017, сейсмичность трассы газопровода составляет восемь баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.
 12. Группа грунтов по трудности разработки следующая:

№ ИГЭ	Наименование грунта	Для разработки одноковш. экскават.	Для ручной разработки
1	Почвенно-растительный слой (ПРС)- 9б	1	2
2	Суглинок твердый, полутвердый – 35б;	2	2
3	Суглинок мягкопластичный – 35а	1	1
4	Песок пылеватый- 29а	1	1
5	Песок средней крупности – 29б	1	1
6	Песок гравелистый- 29в	1	2
7	Галечниковый грунт – 6б;	2	3

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

В настоящем разделе предоставлены технико-технологические решения по газификации населенных пунктов Алматинской области со строительством трассы магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал».

Диаметр газопровода и рабочее давление проектируемого МГ приняты с учетом максимального охвата снабжения природным газом перспективных потребителей, расположенных

вдоль трассы газопровода.

Начало трассы проектируемого магистрального газопровода расположено в районе АГРС «Талдыкорган», точка присоединения 264,8 км действующего МГ «Алматы-Талдыкорган».

Проектируемый магистральный газопровод «Талдыкорган-Ушарал» классифицируется как распределительный газопровод высокого давления, осуществляющий подачу газа от МГ «Алматы-Талдыкорган». Проектное рабочее давление в точке врезки - $P_{раб} = 9,8$ МПа в соответствии ТУ №2-62-1116 от 25.06.2019 г., выданных АО «ИЦА». Общая протяженность проектируемой трассы МГ – 302,441 км. (См. чертеж № 29/19-МГ-ЛЧ-001).

Проектируемый магистральный газопровод «Талдыкорган-Ушарал» предусматривается проложить по следующим районам Алматинской области:

1. Ескельдинский район, протяженностью 50,122 км;
2. Аксуский район, протяженностью 99,551 км;
3. Сарканский район, протяженностью 59,977 км;
4. Алакольский район, протяженностью 81,267 км.
5. г. Талдыкорган, протяженностью 7,783 км.
6. Караталский район, протяженностью 3,741 км.

Кроме строительства линейной части магистрального газопровода, транспортирующего природный газ, проектом предусматриваются отводные линии на следующие населенные пункты:

- 1) Газопровод - отвод на АГРС «Капал», протяженностью - 12,340 км;
- 2) Газопровод - отвод на АГРС «Жансугуров», - 1,833 км;
- 3) Газопровод - отвод на АГРС «Сарканд» - 0,158 км;
- 4) Газопровод - отвод на АГРС «Койлык» - 0,734 км;
- 5) Газопровод - отвод на АГРС «Кабанбай» - 4,778 км;
- 6) Газопровод - отвод на АГРС «Ушарал» - 0,01 км;

На своем пути трасса пересекает существующие естественные и искусственные препятствия: водные преграды - реки, каналы, автомобильные дороги, железную дорогу «Талдыкорган-Карабулак», а также межпоселковые автодороги с твердым покрытием и множество грунтовых дорог.

Все пересечения с автомобильными и железными дорогами проектируемая трасса магистрального газопровода пересекает под углом 90° , пересечение с водными преградами предусматривается перпендикулярно оси потока.

По трассе газопровода и газопроводов-отводов предусматриваются следующие сооружения:

- Узлы запуска/приема очистных устройств, подходящих для запуска/приема электронных внутритрубных диагностических дефектоскопов;
- Двухнаправленные узлы коммерческого учета и регулирования давления газа;
- Узлы линейной запорной арматуры;
- Автоматизированные газораспределительные станции- АГРС;
- Станции катодной защиты;
- Воздушные линии электропередач;
- Трансформаторные подстанции.
- Система контроля и наблюдения трубопровода.

Все площадки проектируемых сооружений - ограждаются.

Основные технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			ТЭО	ПРОЕКТ
1	2	3	4	5
1	Пропускная способность газопровода	тыс.м ³ /час	313,909	44,0

2	Диаметр труб	мм	530	530
3	Проектное давление	МПа	9,81	9,81
4	Протяженность газопровода	км	297,0	302,441
5	Количество АГРС	комплект	6	6

2.1 Маршрут газопровода

Трасса магистрального газопровода согласована Заказчиком и принята с возможностью прокладки вдоль существующей автомобильной дороги Талдыкорган-Ушарал, использования существующей вдоль трассовой линии электропередач, подъездных дорог, как на период строительства МГ, так и во время эксплуатации газопровода.

Таблица 2.1.1 - Основные показатели по трассе газопровода

Показатели по трассе	Ед. изм.	МГ «Талдыкорган – Ушарал»	Газопроводы-отводы на АГРС	ИТОГО
Протяженность	км	302,441	19,853	322,294
а) равнинно-	км	217,4	10,653	228,053
б) предгорная	км	71,368	9,2	80,568
в) горные	км	10,041	-	10,041
г) обводненные	км	3,632	-	3,632
Переходы				
а) Ж/Д	шт	1	-	1
б) А/Д I и II кат.	шт	9	1	10
в) А/Д III и IV	шт	16	-	16
Пересечения				
а) ЛЭП, ВЛ	шт.	52	6	58
б) водные преграды (реки,	шт.	19	3	22

Трубопроводы.

Выбор труб для вновь прокладываемых участков газопровода $\varnothing 530$ мм выполнен на основании расчетов, выполненных в Проекте, в соответствии требованиями СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы”. Расчет толщин стенок труб см. 2919-2021-001-ТХ.Р.

Проектируемый участок магистрального газопровода для участков II и III категории запроектирован из стальных сварных прямошовных труб:

$\varnothing 530 \times 10,0$ мм II категория по тип 1, в заводской трехслойной изоляции усиленного типа 2.2мм ТУ 1390-011-64834369-2020 класса прочности К60 ГОСТ 31447-2012;

$\varnothing 530 \times 10,0$ мм III категория по тип 1, в заводской трехслойной изоляции усиленного типа 2.2мм ТУ 1390-011-64834369-2020 класса прочности К55 ГОСТ 31447-2012.

Проектируемые участки газопроводов отводов на АГРС II категории запроектирован из стальных сварных прямошовных труб:

$\varnothing 159 \times 8$ по тип 1, в заводской трехслойной изоляции усиленного типа 2.2мм ТУ 1390-011-64834369-2020 класса прочности К60 ГОСТ 31447-2012.

Таблица 2.1.2 - Основные пересечения по трассе газопровода

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
0	1.48	II	148.0	10	1. Узел пуска 2. А/Д АГРС-Чумыр 3. Бет.лот. -1,5м
1.48	2.81	III	133.0	10	степь
2.81	3.83	II	102.0	10	1. Бет.лот. -1,5м
3.83	15.24	III	1141.0	10	степь
15.24	16.24	II	100.0	10	канал Жартоган
16.24	32.32	III	1608.0	10	степь
32.32	39.47	II	715.0	10	1. Ж/Д Талдыкорган- Карабулак 2. А/Д Талдыкорган- Карабулак 3. р.Каратал
39.47	41.31	III	184.0	10	степь
41.31	41.96	II	65.0	10	А/Д Талдыкорган- Карабулак 4 кат
41.96	87.06	III	4510.0	10	степь
87.06	88.08	II	102.0	10	Бет.лот. -1,5м
88.08	114.22	III	2614.0	10	степь
114.22	115.46	II	124.0	10	Канал -0,5
115.46	116.18	III	72.0	10	степь
116.18	117.25	II	107.0	10	Бет.лот. -1,5м
117.25	126.13	III	888.0	10	степь
126.13	127.16	II	103.0	10	Канал -0,5
127.16	134.39	III	723.0	10	степь
134.39	135.53	II	114.0	10	1. Бет.лот. -1,5м 2. Бет.лот. -1,5м
135.53	136.31	III	78.0	10	степь
136.31	137.35	II	104.0	10	р. Акбулак
137.35	150.07	III	1272.0	10	степь
150.07	151.09	II	102.0	10	Канал
151.09	160.17	III	908.0	10	степь
160.17	161.28	II	111.0	10	Канал
161.28	165.25	III	397.0	10	степь
165.25	167.61	II	236.0	10	р.Балыкты
167.61	183.71	III	1610.0	10	степь
183.71	184.73	II	102.0	10	Канал
184.73	256.88	III	7215.0	10	степь
256.88	257.88	II	100.0	10	Кабель
257.88	263.61	III	573.0	10	степь
263.61	264.31	II	70.0	10	А/Д 4 кат
264.31	273.75	III	944.0	10	степь
273.75	274.41	II	66.0	10	А/Д 4 кат

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
274.41	281.32	III	691.0	10	степь
281.32	286.32	II	500.0	10	КУ-1
286.32	293.45	III	713.0	10	степь
293.45	296.73	II	328.0	10	1. Кабель Элек 2. Кабель Элек 3. А/Д Талдыкорган- Карабулак
296.73	306.84	III	1011.0	10	степь
306.84	307.84	II	100.0	10	Кабель Элек
307.84	309.2	III	136.0	10	степь
309.2	310.25	II	105.0	10	р.Сарыбулак
310.25	478.36	III	16811.0	10	степь
478.36	478.98	II	62.0	10	А/Д 3 кат
478.98	486.64	III	766.0	10	степь
486.64	491.64	II	500.0	10	КУ-2
491.64	611.78	III	12014.0	10	степь
611.78	612.8	II	102.0	10	бет.лот.
612.8	614.1	III	130.0	10	степь
614.1	616.77	II	267.0	10	А/Д Уштобе- Жансугуров 2 кат
616.77	632.24	III	1547.0	10	степь
632.24	633.25	II	101.0	10	Бет.лот.
633.25	635.22	III	197.0	10	степь
635.22	637.76	II	254.0	10	р. Акешки
637.76	641.05	III	329.0	10	степь
641.05	643.88	II	283.0	10	1. Кабель Элек 2. А/Д Матай- Кольтабан
643.88	659.47	III	1559.0	10	степь
659.47	660.77	II	130.0	10	Канал
660.77	662.25	III	148.0	10	степь
662.25	663.25	II	100.0	10	Водопровод
663.25	665.32	III	207.0	10	степь
665.32	666.32	II	100.0	10	Водопровод
666.32	667.18	III	86.0	10	степь
667.18	669.41	II	223.0	10	1. Водопровод 2. Водопровод 3. Водопровод
669.41	672.96	III	355.0	10	степь
672.96	673.96	II	100.0	10	Водопровод
673.96	677.48	III	352.0	10	степь
677.48	678.48	II	100.0	10	Водопровод
678.48	679.97	III	149.0	10	степь
679.97	680.97	II	100.0	10	Водопровод
680.97	684.76	III	379.0	10	степь
684.76	685.76	II	100.0	10	Водопровод
685.76	689.56	III	380.0	10	степь

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
689.56	690.56	II	100.0	10	Водопровод
690.56	694.37	III	381.0	10	степь
694.37	695.37	II	100.0	10	Водопровод
695.37	713.96	III	1859.0	10	степь
713.96	715.4	II	144.0	10	А/Д 4 кат
715.4	730.42	III	1502.0	10	степь
730.42	731.91	II	149.0	10	Канал -1,0
731.91	732.20	III	29.0	10	степь
732.2	733.45	II	125.0	10	р.Кызылагаш №1
733.45	737.46	III	401.0	10	степь
737.46	738.5	II	104.0	10	МК Арал ПК18+10
738.5	738.7	III	20.0	10	степь
738.7	741.54	II	284.0	10	р.Кызылагаш №2
741.54	747.47	III	593.0	10	степь
747.47	749.6	II	213.0		А/Д 4 кат МК, Актоган” земляной русло ПК 29+64
749.6	766.5	III	1690.0		степь
766.5	771.5	II	500.0	10	КУ-3
771.5	855.44	III	8394.0	10	степь
855.44	857.47	II	203.0	10	Канал
857.47	860.85	III	338.0	10	степь
860.85	862.01	II	116.0	10	р.Сарманбет -1м
862.01	945.77	III	8376.0	10	степь
945.77	946.79	II	102.0	10	Канал
946.79	962.8	III	1601.0	10	степь
962.8	963.82	II	102.0	10	Канал
963.82	1045.04	III	8122.0	10	степь
1045.04	1046.07	II	103.0	10	Канал
1046.07	1049.5	III	343.0	10	степь
1049.5	1054.5	II	500.0	10	КУ-4
1054.5	1059.91	III	541.0	10	степь
1059.91	1060.93	II	102.0	10	Канал
1060.93	1066.7	III	577.0	10	степь
1066.7	1067.72	II	102.0	10	Канал
1067.72	1069.37	III	165.0	10	степь
1069.37	1070.39	II	102.0	10	Канал
1070.39	1075.73	III	534.0	10	степь
1075.73	1077.04	II	131.0	10	Канал
1077.04	1077.86	III	82.0	10	степь
1077.86	1079.02	II	116.0	10	Канал
1079.02	1086.59	III	757.0	10	степь
1086.59	1087.62	II	103.0	10	Канал
1087.62	1092.89	III	527.0	10	степь
1092.89	1093.99	II	110.0	10	Канал
1093.99	1114.17	III	2018.0	10	степь

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
1114.17	1115.93	II	176.0	10	Бет.лот.
1115.93	1120.93	III	500.0	10	степь
1120.93	1123.76	II	283.0	10	1. А/Д Сагабуен- Карашилек 2.канал -0,7м
1123.76	1127.96	III	420.0	10	степь
1127.96	1133.00	II	504.0	10	р.Биень, Бет.лот., Канал
1133	1134.62	III	162.0	10	степь
1134.62	1136.52	II	190.0	10	1. А/Д 2.канал
1136.52	1149.08	III	1256.0	10	степь
1149.08	1150.23	II	115.0	10	Канал
1150.23	1158.11	III	788.0	10	степь
1158.11	1159.94	II	183.0	10	Бет.лот.
1159.94	1224.89	III	6495.0	10	степь
1224.89	1226.02	II	113.0	10	Канал
1226.02	1228.13	III	211.0	10	степь
1228.13	1229.29	II	116.0	10	Канал
1229.29	1243.11	III	1382.0	10	степь
1243.11	1244.32	II	121.0	10	Канал
1244.32	1253.06	III	874.0	10	степь
1253.06	1255.73	II	267.0	10	А/Д Алтынарык
1255.73	1285.63	III	2990.0	10	степь
1285.63	1287.27	II	164.0	10	Канал
1287.27	1311.21	III	2394.0	10	степь
1311.21	1312.24	II	103.0	10	Бет.лот.
1312.24	1342.26	III	3002.0	10	степь
1342.26	1344.93	II	267.0	10	а/д Жансугуров-Кокозек
1344.93	1348.9	III	397.0	10	степь
1348.9	1354.69	II	579.0	10	КУ-5
1354.69	1358.15	III	346.0	10	степь
1358.15	1359.17	II	102.0	10	Канал
1359.17	1381.35	III	2218.0	10	степь
1381.35	1399.24	II	1789.0	10	1. Бет.лот. 2. Бет.лот. р.Аксу
1399.24	1422.27	III	2303.0	10	степь
1422.27	1424.85	II	258.0	10	а/д Есебулатово-Кызылкайын
1424.85	1455.67	III	3082.0	10	степь
1455.67	1456.68	II	101.0	10	бет.лот.
1456.68	1528.47	III	7179.0	10	степь
1528.47	1529.51	II	104.0	10	Канал
1529.51	1542.79	III	1328.0	10	степь
1542.79	1545.48	II	269.0	10	а/д Енбек
1545.48	1556.98	III	1150.0	10	степь
1556.98	1558.03	II	105.0	10	Канал
1558.03	1589.29	III	3126.0	10	степь
1589.29	1590.29	II	100.0	10	Водопровод ст.100 -2,0

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
1590.29	1630.77	III	4048.0	10	степь
1630.77	1635.77	II	500.0	10	КУ-6
1635.77	1637	III	123.0	10	степь
1637	1639.25	II	225.0	10	р.Сарканд
1639.25	1640.05	III	80.0	10	степь
1640.05	1641.08	II	103.0	10	Канал
1641.08	1653.53	III	1245.0	10	степь
1653.53	1656.19	II	266.0	10	1. а/д Сарканд-Бирлик 2.Водопровод -2,5
1656.19	1684.09	III	2790.0	10	степь
1684.09	1685.56	II	147.0	10	Канал
1685.56	1701.8	III	1624.0	10	степь
1701.8	1702.83	II	103.0	10	Канал
1702.83	1705.74	III	291.0	10	степь
1705.74	1709.4	II	366.0	10	р.Баскан
1709.4	1709.88	III	48.0	10	степь
1709.88	1710.9	II	102.0	10	Канал
1710.9	1713.71	III	281.0	10	степь
1713.71	1716.85	II	314.0	10	а/д Алмалы-Караултюбе
1716.85	1728.38	III	1153.0	10	степь
1728.38	1729.43	II	105.0	10	Канал
1729.43	1745.05	III	1562.0	10	степь
1745.05	1746.41	II	136.0	10	Канал
1746.41	1772.2	III	2579.0	10	степь
1772.2	1773.52	II	132.0	10	Канал
1773.52	1777.45	III	393.0	10	степь
1777.45	1780.03	II	258.0	10	АД
1780.03	1828.5	III	4847.0	10	
1828.5	1829.52	II	102.0	10	Канал
1829.52	1909.14	III	7962.0	10	степь
1909.14	1914.14	II	500.0	10	КУ-7
1914.14	2031.78	III	11764.0	10	степь
2031.78	2037.35	II	557.0	10	1. а/д Койлык-Какимжан 2. Отвод Койлык
2037.35	2038.15	III	80.0	10	степь
2038.15	2039.17	II	102.0	10	Канал
2039.17	2042.40	III	323.0	10	степь
2042.4	2043.67	II	127.0	10	Канал
2043.67	2058.98	III	1531.0	10	степь
2058.98	2060.31	II	133.0	10	Канал
2060.31	2106.54	III	4623.0	10	степь
2106.54	2107.54	II	100.0	10	Водопровод
2107.54	2109.14	III	160.0	10	степь
2109.14	2110.14	II	100.0	10	Водопровод
2110.14	2113.62	III	348.0	10	степь

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
2113.62	2114.62	II	100.0	10	Водопровод
2114.62	2120.39	III	577.0	10	степь
2120.39	2121.39	II	100.0	10	Водопровод
2121.39	2128.71	III	732.0	10	степь
2128.71	2130.14	II	143.0	10	Канал
2130.14	2133.83	III	369.0	10	степь
2133.83	2135.06	II	123.0	10	Канал
2135.06	2159.47	III	2441.0	10	степь
2159.47	2160.66	II	119.0	10	Канал
2160.66	2167.61	III	695.0	10	степь
2167.61	2168.70	II	109.0	10	Канал
2168.7	2193.60	III	2490.0	10	степь
2193.6	2198.6	II	500.0	10	КУ-8
2198.6	2201.4	III	280.0	10	степь
2201.4	2207.2	II	580.0	10	р.Лепсы
2207.2	2212.3	III	510.0	10	степь
2212.3	2213.45	II	115.0	10	канал -1,5м
2213.45	2233.06	III	1961.0	10	степь
2233.06	2236.07	II	301.0	10	а/д Кольбай-Кызылкайын
2236.07	2250.27	III	1420.0	10	степь
2250.27	2251.62	II	135.0	10	Канал
2251.62	2260.17	III	855.0	10	степь
2260.17	2261.17	II	100.0	10	Водопровод
2261.17	2262.88	III	171.0	10	степь
2262.88	2270.38	II	750.0	10	к л а д б и щ а Канал
2270.38	2273.21	III	283.0	10	степь
2273.21	2274.25	II	104.0	10	Канал
2274.25	2282.33	III	808.0	10	степь
2282.33	2283.34	II	101.0	10	Канал
2283.34	2284.81	III	147.0	10	степь
2284.81	2285.84	II	103.0	10	Канал
2285.84	2326.4	III	4056.0	10	степь
2326.4	2327.8	II	140.0	10	Канал
2327.8	2492.61	III	16481.0	10	степь
2492.61	2497.61	II	500.0	10	КУ-9
2497.61	2538.74	III	4113.0	10	степь
2538.74	2541.19	II	245.0	10	р.Шынжылы
2541.19	2638.58	III	9739.0	10	степь
2638.58	2639.6	II	102.0	10	Канал
2639.6	2691.69	III	5209.0	10	степь
2691.69	2692.75	II	106.0	10	Канал -07м
2692.75	2697.7	III	495.0	10	степь
2697.7	2699.21	II	151.0	10	Канал
2699.21	2727.5	III	2829.0	10	степь
2727.5	2729.13	II	163.0	10	река

ПК нач	ПК кон	Кат	L, m	Толщ (II К60), (III К55)	Тип пересечения
2729.13	2731.16	III	203.0	10	степь
2731.16	2733.91	II	275.0	10	а/д Талдыкорган-Ушарал
2733.91	2736.5	III	259.0	10	степь
2736.5	2741.5	II	500.0	10	КУ-10
2741.5	2750.42	III	892.0	10	степь
2750.42	2751.5	II	108.0	10	Река
2751.5	2755.89	III	439.0	10	степь
2755.89	2756.9	II	101.0	10	Канал
2756.9	2794.11	III	3721.0	10	степь
2794.11	2795.13	II	102.0	10	Канал
2795.13	2865.69	III	7056.0	10	степь
2865.69	2866.71	II	102.0	10	Канал
2866.71	2895.57	III	2886.0	10	степь
2895.57	2896.6	II	103.0	10	Канал
2896.6	2929	III	3240.0	10	степь
2929	2930.02	II	102.0	10	Канал
2930.02	3004.51	III	7449.0	10	степь
3004.51	3005.62	II	111.0	10	Канал
3005.62	3005.77	III	15.0	10	степь
3005.77	3012.57	II	680.0	10	р.Тентек
3012.57	3014.5	III	193.0	10	степь
3014.5	3019.05	II	455.0	10	1. Канал 2.Канал 3.Канал 4.а/д Ушарал-Ынтылы 5. Бет.лот.
3019.05	3023.41	III	436.0	10	степь
3023.41	3024.41	II	100.0	10	УЗПУ

Таблица 2.1.3 - Основные объекты по трассе газопровода

№ п/п	Наименование	Пикет
1	Точка врезки	ПК0+00
3	Крановый узел №1	ПК283+82
4	Крановый узел №2, ОК-1, отвод на АГРС "Капал"	ПК489+14
5	Крановый узел №3	ПК769+00
6	Крановый узел №4,	ПК1052+00
8	Крановый узел №5, ОК-2, отвод на АГРС "Жансугуров"	ПК1351+40
9	Крановый узел №6, ОК-3, отвод на АГРС "Сарканд"	ПК1633+40
11	Крановый узел №7	ПК1911+64
12	Охранный кран №4, отвод на АГРС "Койлык"	ПК2034+85
13	Крановый узел №8	ПК2196+10
15	Крановый узел №9, ОК-5, отвод на АГРС "Кабанбай"	ПК2495+11
16	Крановый узел №10	ПК2739+00
17	Охранный кран №6, Площадка АГРС "Ушарал"	ПК3024+41

18	Узел приема очистных устройств	ПК3024+48
----	--------------------------------	-----------

Таблица 2.1.4 – Протяженность газопроводов - отводов

№ п/п	Наименование	Протяженность, км
1	Газопровод - отвод на АГРС «Капал»	12,340
2	Газопровод - отвод на АГРС «Жансугуров»	1,833
3	Газопровод - отвод на АГРС «Сарканд»	0,158
4	Газопровод - отвод на АГРС «Койлык»	0,734
5	Газопровод - отвод на АГРС «Кабанбай»	4,778
6	Газопровод - отвод на АГРС «Ушарал»	0,01

2.2 Направление газопровода в макроскопическом масштабе

Начало трассы проектируемого магистрального газопровода запроектировано от границы площадки АГРС «Талдыкорган» и прокладывается в основном параллельно существующей автомобильной дороге «Талдыкорган-Ушарал». Далее МГ прокладывается по территории пяти районов: Ескельдинский, Аксуйский, Саркандский, Алакольский, Караталский и областного центра - города Талдыкорган. Общая протяженность газопровода составляет – 302,441 км.

Таблица 2.2.1 Этапы строительства магистрального газопровода «Талдыкорган – Ушарал»

№ п/п	Этап строительства	Пусковой комплекс	Наименование работ
1	1	I	Линейная часть МГ «Талдыкорган-Ушарал»; АГРС «Ушарал»
2	2	II	Газопровод-отвод и АГРС «Капал»
			Газопровод-отвод и АГРС «Жансугуров»
			Газопровод-отвод и АГРС «Сарканд»
3	3	III	Газопровод-отвод и АГРС «Койлык»
			Газопровод-отвод и АГРС «Кабанбай»

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

3.1.1 Расчетные характеристики газотранспортной системы

В качестве исходных данных были приняты следующие материалы и документы:

1. Задание на проектирование, утвержденное зам. руководителя ГУ «Управление энергетики и жилищного хозяйства Алматинской области» от 11.01.2021 г.;
2. Технические условия №2-62-1119 от 25.06.2019 г., выданных АО «Интергаз Центральная Азия»;

Производительность на 6-ти АГРС принято согласно письму Заказчика с исх.№26-02-21/828-4 от 01.08.2023 г. и дополнения к заданию на проектирование от 11.08.2023 г.

Согласно письму с исх.№46-46-6-396 от 03.06.2021 года о рабочем давлении, выданного Филиалом УМГ «Алматы» АО «Интергаз Центральная Азия», гидравлический расчет выполнен на рабочее давление, с учётом существующей нитки МГ «Алматы-Талдыкурган»

- при условии подачи газа по магистральному газопроводу «Алматы-Талдыкурган» и «Талдыкурган-Ушарал» от МГ «Казахстан-Китай» с рабочим давлением $P_{\text{раб}}=6.5$ МПа.

3.1.2 Технологические параметры

В качестве начальной точки проектируемого магистрального газопровода «Талдыкурган-Ушарал» принят Узел приема очистного устройства возле АГРС «Талдыкурган». В качестве конечной точки - Узел приема очистного устройства за АГРС «Ушарал». Для обоснования принятого проектом расчетного диаметра проектируемого МГ произведен гидравлический расчет.

По газопроводу на участке «Талдыкурган-Ушарал» подача газа предусматривается на АГРС населенных пунктов. Производительность АГРС представлен в таблице 3.2.2.1.

Таблица 3.1.2.1 Автоматизированные газораспределительные станции

ПК	Наименование АГРС	ТЭО		Проект	
		Q, тыс. м ³ /час	$P_{\text{нач}} / P_{\text{кон}}$, МПа	Q, тыс. м ³ /час	$P_{\text{нач}} / P_{\text{кон}}$, МПа
1-ПК	АГРС-Ушарал	32,0	3,54 / 3,54	13,2	2,08 / 2,07
2-ПК	АГРС-Капал	9,0	4,25 / 4,01	3,3	2,24 / 2,17
	АГРС-Жансугуров	25,0	4,01 / 3,70	11,0	2,13 / 2,01
	АГРС-Сарканд	23,0	3,70 / 3,59	11,0	2,11 / 2,10
3-ПК	АГРС-Койлык	13,0	3,59 / 3,55	2,2	2,10 / 2,10
	АГРС-Кабанбай	20,0	3,55 / 3,49	3,3	2,09 / 2,06

3.1.3 Гидравлический расчет

Исходные данные

Согласно письму с исх.№46-46-6-396 от 03.06.2021 года о рабочем давлении, выданного Филиалом УМГ «Алматы» АО «Интергаз Центральная Азия», гидравлический расчет выполнен на рабочее давление, с учётом существующей нитки МГ «Алматы-Талдыкурган»

Исходные данные, принятые в гидравлическом расчете приведены в таблице 3.3.1.1

Таблица 3.1.3.1.1 Проектная производительность:

№ пп	Наименование исходных данных	Значение	Примечание
1	Диаметр наружный, мм	530	
2	Марка стали	K55 K60	для III категории для II категории
3	Толщина стенки, мм	10	Толщина стенки для II и III категории газопровода. Расчеты толщины стенки выполнен в соответствии с СП РК 3.05-101-2013
4	Производительность проектная, млн.м3/сут	1,06	исходные данные
5	Давление в точке подключения МПа	6,5	Исх.№46-46-6-396 от 03.06.2021
6	T – температура газа, °C	Расчетная величина	СТ РК 1916-2009
7	Температура грунта, °C Алматинская обл.	20/13/2	
8	Коэффициент теплопередачи грунта, Вт/м2К	1,41	
9	Средняя теплоемкость газа	Расчетная величина	СТ РК 1916-2009
10	Коэффициент сжимаемости	Расчетная величина	СТ РК 1916-2009
11	Δ - плотность газа, кг/м3. Компонентный газ смеси Газ из Туркмении Газ из Казахстана	0,7294	По согласованию с Заказчиком качество газа, принятое по Проекту Строительство газопровода «Казахстан-Китай».
12	L - длина участка, км	302,441	Принято ориентировочно по материалам обследования трассы, с учетом запаса на рельеф местности.
13	λ-коэффициент гидравлического сопротивления	Расчетная величина	СТ РК 1916-2009.
14	Эквивалентная шероховатость, мм	0,03	
15	Динамическая вязкость, (кгс.сек/м2)	Расчетная величина	СТ РК 1916-2009

Примечание: В гидравлическом расчете давление в конце трассы принято не менее 1,2 Мпа.

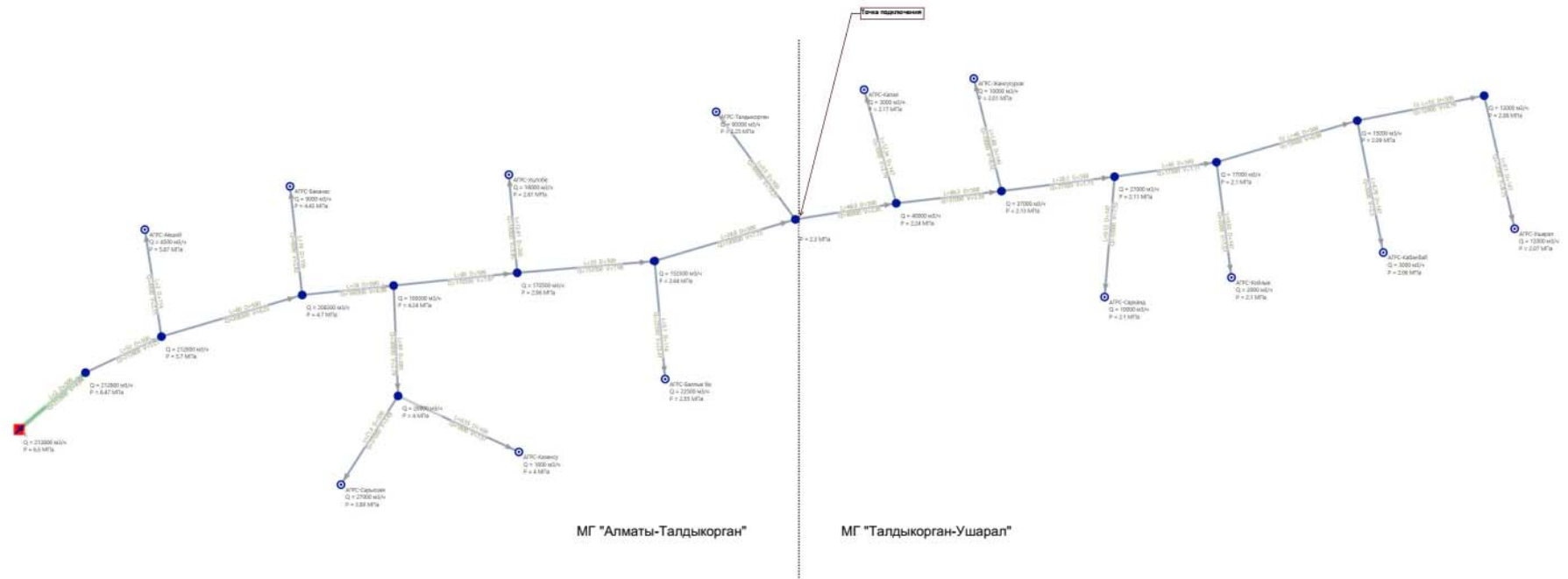
Результат гидравлического расчета

В таблица 3.1.3.1.2 сведены результаты гидравлического расчета МГ «Алматы – Талдыкорган» и МГ «Талдыкорган-Ушарал»:

Гидравлический расчет МГ "Алматы-Талдыкорган" и МГ "Талдыкорган-Ушарал" на рабочее давление 6.5 МПа, диаметр Ду500мм

№	Участок трубопровода	Длина участка L, км	Диаметр D, мм	t, мм	Диаметр Dв, мм	Расход Q, м3/час	V, м/с	Pн, МПа	ΔP, МПа	Pк, МПа	Общий КМ по трассе	КМ по МГ "Алматы-Талдыкорган"
1	Между ТИП-3 - АГРС-Акший	54	530	10	510	212800	5.25	6.50	0.77	5.70	54	54
2	Между АГРС-Акший - АГРС-Баканас	60	530	10	510	208300	6.22	5.70	1.00	4.70	114	114
3	Между АГРС-Баканас - АГРС-Сарыозек	26	530	10	510	199300	6.58	4.70	0.46	4.24	140	140
4	Между АГРС-Сарыозек - АГРС-Уштобе	80	530	10	510	170500	7.97	4.24	1.28	2.96	220	220
5	Между АГРС-Уштобе - АГРС-Балпык би	20	530	10	510	152500	7.98	2.96	0.32	2.64	240	240
6	Между АГРС-Балпык би - АГРС-Талдыкорган	24.8	530	10	510	130000	7.75	2.64	0.33	2.30	264.8	264.8
												КМ по МГ "Талдыкорган - Ушарал"
7	Между АГРС-Талдыкорган - АГРС-Капал	48.9	530	10	510	40000	2.45	2.30	0.07	2.24	313.7	48.9
8	Между АГРС-Капал - АГРС-Жансугуров	86.2	530	10	510	37000	2.38	2.24	0.11	2.13	399.9	135.1
9	Между АГРС-Жансугуров - АГРС-Сарканд	28.2	530	10	510	27000	1.75	2.13	0.02	2.11	428.1	163.3
10	Между АГРС-Сарканд - АГРС-Койлык	40	530	10	510	17000	1.11	2.11	0.01	2.10	468.1	203.3
11	Между АГРС-Койлык - АГРС-Кабанбай	46	530	10	510	15000	0.98	2.10	0.01	2.09	514.1	249.3
12	Между АГРС-Кабанбай - АГРС-Ушарал	53	530	10	510	12000	0.79	2.09	0.01	2.08	567.1	302.3
	Отводы на АГРС											
1	Отвод на АГРС-Акший	2	114	6	102	4500	2.15	5.70	0.03	5.67		
2	Отвод на АГРС-Баканас	19	159	8	143	9000	2.82	4.70	0.27	4.43		
3	Отвод на АГРС-Сарыозек и АГРС-Казансу	40	325	12	301	28800	2.79	4.24	0.24	4.00		
3.1	Отвод на АГРС-Сарыозек	21.4	325	12	301	27000	2.69	4.00	0.11	3.89		
3.2	Отвод на АГРС-Казансу	0.55	108	6	96	1800	1.57	4.00	0.00	4.00		
4	Отвод на АГРС-Уштобе	12.61	219	7	205	18000	5.95	2.96	0.35	2.61		
5	Отвод на АГРС-Балпык би	0.1	114	6	102	22500	23.41	2.64	0.95	1.69		
6	Отвод на АГРС-Талдыкорган	0.5	325	12	301	90000	15.21	2.30	0.05	2.25		
												Отводы по МГ "Алматы-Талдыкорган"
7	Отвод на АГРС-Капал	12.34	159	8	143	3000	2.19	2.24	0.06	2.17		
8	Отвод на АГРС-Жансугуров	1.83	159	8	143	10000	8.32	2.13	0.12	2.01		
9	Отвод на АГРС-Сарканд	0.16	159	8	143	10000	7.53	2.11	0.01	2.10		
10	Отвод на АГРС-Койлык	0.73	159	8	143	2000	1.51	2.10	0.00	2.10		
11	Отвода на АГРС-Кабанбай	4.78	159	8	143	3000	2.30	2.09	0.03	2.06		
12	Отвода на АГРС-Ушарал	0.1	159	8	143	12000	9.15	2.08	0.01	2.07		
												Отводы по МГ "Талдыкорган - Ушарал"

Схема гидравлического расчета МГ "Алматы-Талдыкорган" и МГ "Талдыкорган-Ушарал" на давление 6.5 МПа, диаметр Ду500мм



Примечание: производительность АГРС принята с учетом коэффициента одновременного использования -10%

3.2 Прокладка проектируемого газопровода

Прокладка газопровода предусматривается подземной с выполнением технической рекультивации земли.

На отдельных участках переходов через естественные преграды – реки, овраги, балки возможна прокладка газопровода надземным способом.

Параметры траншеи определяются в зависимости от диаметра трубопровода и характеристики грунтов на участке прокладки.

Прокладка газопровода на всем протяжении трасс газопровода предусмотрена подземной. Глубина заложения газопровода принята не менее:

- 0,8 м - в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин;

- 1,1 м – при пересечении оросительных и осушительных каналов; 1,0 м – на остальных участках.

На продольных уклонах местности с уклоном более 20%, протяженностью более 50 м, устанавливаются противоэрозионные перемычки.

Защита изоляционного покрытия труб от механических повреждений на участках скальных и щебенистых грунтов предусматривается устройством подушки и обсыпки газопровода мягким минеральным грунтом, на продольных уклонах 18° и более «Скальным листом» ТУ 8397-019-01297858-ОП1-99.



Рис. 3.2.1 – Прокладка газопровода на скальных участках

Согласно СП РК 3.05-101-2013 угол пересечения с железными и автомобильными дорогами принимается 90 градусов. При взаимном пересечении трубопроводов угол пересечения принимается не менее 60 градусов.

Для защиты изоляции трубопровода от механических повреждений на участках прохождения трассы в грунтах с включением гравия и содержанием твердых частиц более 10%, предусматривается подсыпка 0,2 м по дну траншеи и присыпка 0,2 м над верхом трубы мягким грунтом. На отдельных участках прокладки газопровода в скальных грунтах принята дополнительная защита от повреждений изоляции трубопровода «стальным листом».

Для строительства газопровода предусматривается использование как существующих автодорог, так и прокладка дополнительных вдоль трассовых дорог.

Дорога вдоль газопровода для эксплуатации предусматривается существующая автомобильная дорога «Талдыкорган–Ушарал». При необходимости в местах отхода трассы газопровода предусмотреть дорогу на расстоянии 10 м от газопровода, способом наката автотранспортом в период строительства, без поднятия профиля дороги над поверхностью земли.

Протяженность и конструкция дороги будет уточняться на следующей стадии разработки проекта по данным инженерных изысканий.

Для переезда через существующие инженерные коммуникации тяжелой техники при строительстве и в дальнейшем при эксплуатации предусматриваются временные и постоянные переезды

Решения по отводу земель в пользование представлены в разделе «Проект организации строительства» - ПОС.

Проектом предусматривается выполнение работ по строительству газопровода традиционным поточным непрерывным методом. Описание работ приведено в разделе «Проект организации строительства» - ПОС.

Испытания газопровода предусмотрены гидравлическим способом.

Дополнительных требований, не указанных в нормативных документах, к условиям прокладки и монтажа проектного газопровода не предъявляется.

3.3 Условия строительства и монтажа оборудования

Строительство магистрального газопровода, а также сооружений выполнять в соответствии с нормативными документами и технологическими требованиями.

Дополнительных требований по условиям строительства и монтажа оборудования проектом не предусматривается. Качество работ по строительству газопровода предусматривается в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории РК по данной отрасли по состоянию на 2021 г.

Средняя глубина заложения трассы газопровода до верха трубы принимается не менее 0,8 м от поверхности земли.

На участках дорог, где возможны переезды автотранспорта, на газопровод укладывается железобетонная плита с установкой указателей. Количество и места автотранспортных переездов будут уточнены на стадии рабочего проектирования.

Проектирование и строительство линейных сооружений, расположенных на территории в зонах с сейсмическим воздействием свыше 8 баллов для участков подземной прокладки и свыше 6 баллов на участках наземной выполняется с учетом антисейсмических мероприятий, предусмотренных требованиями СП РК 2.03-30-2017 и СП РК 3.05-101-2013.

3.4 Переходы через естественные и искусственные преграды (автодороги, железные дороги, водные преграды, соры)

3.4.1 Переходы через автодороги

Проектируемый газопровод пересекает ряд дорог местного и республиканского значения 1-5 категории.

Пересечение автодорог (способы и порядок работ) предусматривается в соответствии с техническими условиями организации, эксплуатирующей пересекаемые сооружения и в соответствии со СП РК 3.05-101-2013, ТУ получают на следующей стадии проектирования.

Участки трубопроводов, прокладываемых через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре из стальных труб диаметром 820 мм.

Категория участка газопровода перехода через автодороги I-IV категорий (включая участки длиной 25,0 м по обе стороны) - вторая (II).

Категория участков газопровода, примыкающих к переходу автодорог I-II категорий (длиной 125,0 м в обе стороны) - вторая (II).

Категория участков газопровода, примыкающих к переходу автодорог III категорий (длиной 125,0 м в обе стороны) - третья (III).

Категория участков газопровода, примыкающих к переходу автодорог IV-V категорий (длиной 175,0 м в обе стороны) - третья (III).

Глубина прокладки под автодорогами всех категорий принята не менее 1,4 м от покрытия дороги до верхней образующей кожуха. В выемках и нулевых отметках – не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. Концы защитного кожуха выводятся на расстояние 25,0 м от бровки земляного полотна, но не менее 2,0 м от подошвы насыпи.

На одном из концов защитного кожуха предусмотрено устройство вытяжной свечи, которая выведена на расстояние 25,0 м от подошвы земляного полотна автодороги. Высота вытяжной свечи

предусматривается не менее 5,0 м от уровня земли. Для устройства свечи используется стальная труба условным диаметром Ду50 мм.

При производстве работ методом продавливания концы кожуха покрывается эпоксидной изоляцией. Защитный футляр должен изготавливаться из изолированных труб с последующей изоляцией сварных стыков. Наружная поверхность покрывается изоляцией усиленного типа.

Пересечение газопровода с грунтовыми дорогами запроектировано без устройства кожуха с заглублением 1,4 м от покрытия дороги до верха трубы.

3.4.2 Переходы через водные преграды

Переходы через реки предусматриваются открытым способом, с заглублением в дно перехода через реки, дюкером с прокладкой по руслу, с отводом, дюкером с прокладкой по руслу, с отводом русла на период производства работ.

- Пересечения магистральных оросительных каналов предусматриваются подземным способом - наклонно-направленного бурения (ННБ) согласно техническим условиям.

При разработке проекта на основе данных инженерных изысканий в местах перехода газопровода через реки предусматриваются выполнение проверки устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба трубопровода, с учетом мероприятий по укреплению берегов.

Диаметр газопровода на переходах крупных рек принят с учетом пропуска очистных устройств.

Категория участка газопровода пересечения, включая участки длиной 25,0 м по обе стороны (от среднемеженного горизонта воды) - вторая (II).

Категория примыкающих участков газопровода к пересечению не регламентируются. Категория на этих участках увеличена до второй на 25,0 м от пересечения с рекой (проектное решение).

3.4.3 Переходы через горные участки

Прокладку газопровода по участкам со скальными грунтами в горной или пересеченной местности производить в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2014.

Для обеспечения прокладки трубопровода на участках со скальными грунтами предусматривается проведение буровзрывных работ.

Категория участка газопровода пересечения скальных пород - третья (III). Категория примыкающих участков газопровода не регламентируется.

При прохождении трассы МГ по скальным участкам предусмотрены мероприятия:

- после очистки трассы от крупных валунов и мягкого грунта покрывающего скальный грунт выполнить рыхление крупного скального грунта. Снятый мягкий грунт впоследствии используют в качестве подсыпки под трубопровод.

- при прокладке трубопровода по участкам с продольными и поперечными уклонами сначала устраивают полку, которой ликвидируют поперечный уклон или уменьшают его до 3-6°, затем производится устройство траншеи.

Для устройства полки и траншей в скальных грунтах, разрушение крупных глыб, выполняется накладными зарядами.

При устройстве траншеи используют преимущественно мелкошпуровые заряды, что обеспечивает наилучшее соответствие профиля траншеи к проектному, хорошее дробление и исключает разброс кусков породы на дальнейшее расстояние.

Трубопровод укладывают в готовую траншею на подсыпку из мягкого грунта толщиной не менее 0,1 м присыпают сверху слоем мягкого грунта толщиной не менее 0,2 м.

Учитывая целостность структуры скальных пород, для разработки данных грунтов наиболее целесообразным будет являться проведение буровзрывных работ

Производство буровзрывных работ будет осуществляться специализированной организацией, имеющей все необходимые лицензии и допуски. В период разработки проектной документации строительства магистрального газопровода для производства буровзрывных работ будет разработан

проект производства буровзрывных работ (ППР).

В целом, документация по проектированию буровзрывных работ должна разрабатываться в соответствии с п. 5.5. СП РК 3.04.09-2012 «Гидротехнические сооружения речные».

Проектные решения должны обеспечивать высокий технический уровень, экономическую эффективность и безопасность производства буровзрывных работ; они должны предусматривать внедрение передовых методов организации труда и комплексной механизации взрывных работ, мероприятия по обеспечению сохранности взрывчатых материалов (ВМ), а также дальнейшему совершенствованию технико-экономических показателей производства.

При производстве буровзрывных работ должны строго соблюдаться требования промышленной безопасности при взрывных работах.

В скальных грунтах перед разработкой траншеи одноковшовым экскаватором необходимо предварительно рыхлить грунт взрывным способом. Рыхление осуществляется группой небольших зарядов, помещенных в шпурсы – цилиндрические полости диаметром до 85 мм и длиной до 5 м. В качестве взрывчатых веществ (ВВ) применяются зерногранулиты, игданиты, гранулиты, аммониты.

3.4.4 Очистка полости газопровода и испытание

Строительно-монтажные работы по газопроводу выполняются в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2014 и других действующих нормативных документов.

Испытание газопроводов на прочность и проверку на герметичность в соответствии с ВСН 011-88 выполняется гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями).

Гидравлическое испытание трубопроводов водой при отрицательной температуре воздуха допускается только при условии предохранения трубопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания.

Испытание газопровода на прочность производится после полной готовности трубопровода – полной засыпки, очистки полости, установки арматуры.

Гидравлическое испытание трубопровода линейной части на прочность необходимо производить на давление $1,1P_{раб}$ в верхней точке и не более гарантированного заводом испытательного давления в нижней точке.

Гидравлическое испытание проводится в два этапа.

Первый этап:

- предварительное гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры;
- предварительное гидравлическое испытание участков I и II категории на переходах газопровода через водные преграды, автомобильные и железные дороги, линии электропередач.

Второй этап:

- испытание на прочность гидравлическим способом линейной части магистрального газопровода в составе с узлами, прошедшими первый этап испытания.

Второй этап испытания газопровода на прочность производится после полной готовности трубопровода – полной засыпки, очистки полости, установки арматуры.

При испытании трубопровода на герметичность испытательное давление принимают $P_{исп} = P_{раб}$.

Время выдержки газопровода под испытательным давлением I и II этапов испытания на прочность и проверки на герметичность принимается:

1 этап - после укладки, но до засыпки давлением $1,25P_{раб}=12,3$ МПа продолжительность испытания 12 часов;

2 этап - одновременно с прилегающими участками категорий:

II категории- давлением $1,25P_{раб}=12,3$ МПа продолжительность гидравлического испытания 24 часа;

III категории $1,1P_{раб}=10,8$ МПа продолжительность гидравлического испытания 24 часа.

Переходы газопровода через автомобильные и железные дороги испытываются на прочность в один этап одновременно с прилегающими участками категорий:

II категории – давлением $1,25P_{раб}=12,3$ МПа продолжительность гидравлического испытания 24 часа;

III категории $1,1P_{раб}=10,8$ МПа продолжительность гидравлического испытания 24 часа. Узлы запуска и приема очистных устройств испытываются на прочность в два этапа:

I этап - после укладки, засыпки и крепления трубопроводов на опорах давлением $P_{зав}$ (заводское испытательное давление), продолжительность испытания 24 часа;

II этап - одновременно с прилегающими участками категорий:

I, II категории - давлением $1,25P_{раб}=12,3$ МПа, продолжительность гидравлического испытания 24 часа;

III категории $1,1P_{раб}=10,8$ МПа, продолжительность гидравлического испытания 24 часа.

Участки газопровода-отвода, не указанные выше, испытываются на прочность одновременно со всем трубопроводом. Давление испытания на прочность принято $1,1P_{раб}=10,8$ МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления $P_{раб}=9,81$ МПа.

Испытательное давление каждой трубы испытываемого участка не должно превышать заводского испытательного давления, на котором эта труба была испытана.

Работы по проведению испытания выполняются последовательно по отдельным участкам, ограниченными крановыми узлами.

Перед сваркой фитингов и арматуры, необходимо предоставить сертификаты испытания качества заводов изготовителей, убедиться, что заводское испытательное давление фактически поставленных фитингов и запорной арматуры на крановом узле не менее проектного испытательного давления.

Если на испытываемом участке имеются трубы с разной толщиной стенки, то испытательное давление принимается для труб с наименьшим заводским испытательным давлением.

Для перекачки воды из нижерасположенного участка в вышерасположенный участок для создания испытательного давления необходимо использовать наполнительные агрегаты.

Работы по гидравлическому испытанию, сброс условно чистой воды после гидроиспытаний см. раздел ПОС.

3.4.5 Гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры

Гидравлическое испытание КУ должно производиться на трассе - на месте проектного расположения узла.

Подготовка к испытанию кранового узла ведется в следующем порядке:

- к концам монтажного узла приварить патрубки из труб длиной 6 м со съёмными сферическими заглушками;

- на пониженном конце одного из приваренных патрубков смонтировать сливной патрубок с краном, а на повышенном - воздухопускной патрубков и манометр;

- полностью открыть всю запорную арматуру кранового узла, включая краны на вантузах;

- вода в испытываемый узел подается из передвижной емкости.

Вода подается до тех пор, пока не появится в воздухопускном кране.

Принципиальная схема предварительного гидравлического испытания кранового узла представлена на рисунке 3.4.5.1.

После заполнения узла водой с помощью опрессовочного агрегата необходимо произвести подъем давления в следующем порядке:

- при достижении давления равного 2 МПа, необходимо прекратить подъем давления и осмотреть узел. Во время осмотра подъем давления в крановом узле запрещается;

- если дефекты не выявлены, продолжить подъем давления до испытательного на прочность;

- после выдержанного испытания на прочность, необходимо провести проверку на герметичность - при снижении давления до $P_{раб}$ в течение времени, необходимым для осмотра кранового узла.

КУ считается выдержавшим испытание, если при осмотре узла не будут обнаружены утечки.

После окончания гидравлического испытания воду из узла слить и временные патрубки с заглушками демонтировать. Второй этап испытания КУ будет проходить в составе линейной части трубопровода. Вода для гидравлических испытаний будет подвозиться с близлежащих населённых пунктов или других источников водоснабжения.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Заполнение трубопровода водой производится при положительной температуре окружающей среды, а в зимний период - после проведения мероприятий по теплозащите гидрокамер и технологических трубопроводов.

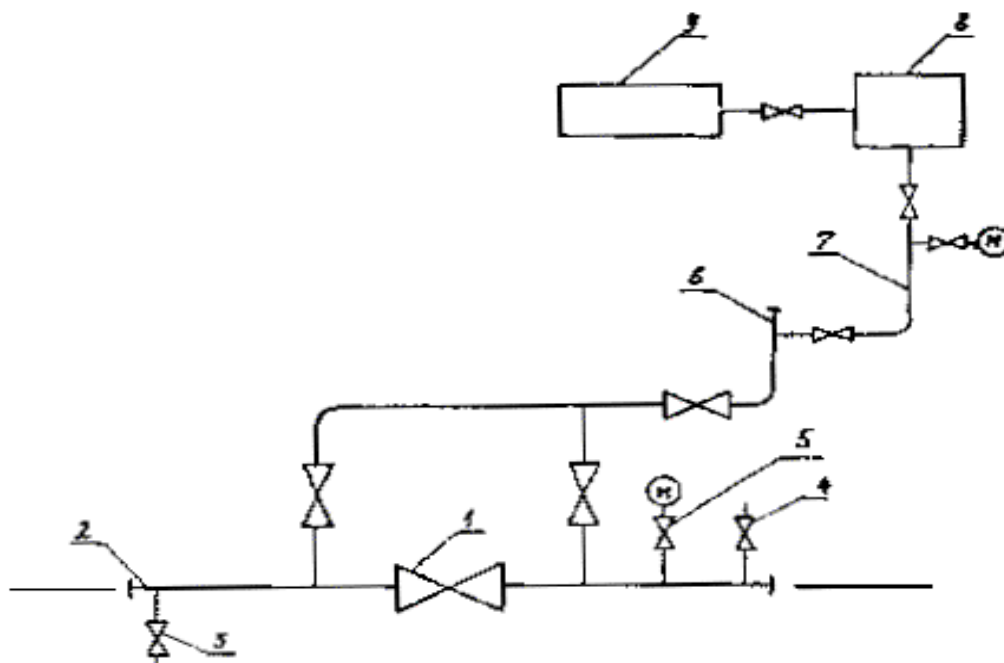


Рис 3.4.5.1 Принципиальная схема предварительного гидравлического испытания кранового узла

1 - крановый узел; 2 - патрубок с заглушкой; 3 - сливной патрубок с краном; 4 - воздушопускной патрубок; 5 - манометр; 6 - свеча с заглушкой; 7 - шлейф с арматурой; 8 - опрессовочный агрегат; 9 - передвижная емкость с водой.

После механического удаления воды из газопровода поршнями-разделителями на стенках труб, в микронеровностях может оставаться водяная пленка. При заполнении продуктом и эксплуатации газопроводов оставшаяся влага способствует образованию кристаллогидратов, в результате чего снижается их пропускная способность.

После успешного завершения испытания на прочность и герметичность давление в секции должно быть снижено до стабилизации давления 0,2 МПа в самой высокой точке секции трубопровода.

Осушку полости следует производить по специальной инструкции, согласованной с органами надзора, проектной организацией, заказчиком, генподрядной строительной организацией и утвержденной эксплуатирующей организацией. Инструкция должна предусматривать мероприятия, направленные на снижение паровоздушной фазы в трубопроводе, предупреждение гидратообразования.

Осушку полости газопровода рекомендуется производить сухим природным газом, сухим воздухом, подаваемым в трубопровод генераторами сухого сжатого воздуха.

Контроль процесса осушки осуществляют по показаниям датчиков влажности воздуха

(психрометра), устанавливаемых в конце осушаемого участка газопровода.

Осушка считается законченной, когда содержание влаги в осушаемом газе не превысит содержания влаги в транспортируемом природном газе (примерно 20 г/м³ сухого газа).

Работы по гидравлическому испытанию КУ см. раздел ПОС.

3.4.6 Оповестительные знаки

В соответствии с Правилами эксплуатации магистральных газопроводов по трассе трубопровода предусматривается установка оповестительных 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 500 м, а также на углах поворота газопровода, с указанными на них километражем, фактической глубиной заложения, наименованием газопровода. На землях сельскохозяйственного пользования столбики устанавливаются только на границах полей.

Для закрепления трассы газопровода на местности километровые столбики (оповестительные 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.

В местах пересечения газопровода – отвода с автомобильными дорогами всех категорий устанавливаются предупредительные знаки «Осторожно, газопровод» и «Остановка запрещена».

Переходы газопровода через водные преграды и овраги, а также места пересечения газопровода с другими надземными и подземными коммуникациями обозначаются предупредительными знаками «Газопровод высокого давления», а также оповестительными знаками «Закрепление трассы газопровода на местности», которые обеспечивают:

- визуальное обнаружение газопровода при патрулировании любым способом;
- определение местоположения газопровода–отвода при ведении работ в охранной зоне газопровода.

Каждый столбик оборудуется двумя плакатами:

- первый («Закрепление трассы газопровода на местности») – с информацией об охранной зоне, месте залегания и принадлежности трубопровода эксплуатирующей организации;
- второй («Газопровод высокого давления») – с указанием (в км) трассы газопровода, давления в МПа.

3.5 Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС). Технологические решения

Проектом предусматривается строительство магистрального газопровода-отвода от действующего МГ «Талдыкорган-Ушарал» с ответвлениями на АГРС с.Капал, АГРС с. Жансугуров, АГРС с. Сарканд, АГРС с. Койлык, АГРС с. Кабанбай и АГРС с. Ушарал.

Проект «Строительство газопровода «Талдыкорган-Ушарал» разработан ТОО «СП NEFT» на основании следующих документов:

- утвержденного 11.01.2021 г. Задания на проектирование на разработку проекта «Строительство магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал»;
- постановление №82 от 27 октября 2022 о предоставлении земельного участка государственному учреждению «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства области Жетісу» для строительства и обслуживания объектов магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал» утвержденное Акимом области Исабаевым Б;
- региональной схемы газификации Алматинской области;
- заключение №04-0344/20 от 31.12.2020 г по ТЭО «Строительство магистрального газопровода «Талдыкорган-Ушарал».

Разработанная документация выполнена в соответствии с действующими нормативными материалами:

- СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- СП РК 3.05.101-2013 «Магистральные трубопроводы»;

- СТ РК 1916-2009 “Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы Требования к технологическому проектированию”;
- ГОСТ 21.204-93 Условные графические обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта;
- СП РК 3.01-103-2012* Генеральные планы промышленных предприятий;
- СНиП РК 3.01-101-2013* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов;
- СНиП РК 3.05-101-2013 Магистральные трубопроводы;
- СП РК 3.02-142-2014 Проектирование ограждений площадок и участков предприятий, зданий и сооружений;
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» (Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405);
- СП РК 3.03-101-2013 Автомобильные дороги;
- СНиП СП РК 3.03-122-2013 Промышленный транспорт.

Проектом предусмотрено 302 км линейной части газопровода диаметром Ду500.

Характеристика существующего МГ “Алматы-Талдыкурган” в месте врезки:

- Точка присоединения 264,8 км действующего МГ “Алматы-Талдыкурган”;
- Газопровод подземный, средняя глубина залегания 1,0 м до верха трубы;
- Диаметр газопровода- 530, толщина стенки трубы 10,0 мм;
- Рабочая среда - природный газ, проектное давлением $P_p=9,8$ МПа;
- Категория участка - III и II, см.
- Существующее изоляционное покрытие битумно-полимерное “усиленного типа”.

По всей линейной части предусмотрено десять Крановых узлов (КУ1-10) и пять охранных кранов (ОК1-5). На каждом крановом узле предусмотрена байпасная обвязка для продувки на свечу.

В связи с тем, что отвод на АГРС Капал составляет более 5 км ($L=12,34$ км) согласно нормам СТ РК 1916-2009, п.6.4.1, предусмотрено узлы запуска и приема очистных устройств УЗОУ и УПОУ на Ду150 мм. На начале отвода и перед самой АГРС Капал. На площадке приема УПОУ предусмотрен конденсатосборник, выполненный из трубы Ду800 подземного исполнения.

Строительство участков магистрального газопровода-отвода “Талдыкурган-Ушарал” предусматривается вести поэтапно. В соответствии п. 14 утвержденного Задания на проектирование:

I этап строительства:

I пусковой комплекс:

- Строительство линейной части магистрального газопровода Талдыкорган-Ушарал, протяженностью 302,677 км;
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Ушарал»;
- Строительство АГРС «Ушарал», производительностью 13 200 м³/час;

II этап строительства:

II пусковой комплекс:

- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Капал»;
- Строительство АГРС «Капал», производительностью 3 300 м³/час;
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Жансугуров»;
- Строительство АГРС «Жансугуров», производительностью 11 000 м³/час;
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Сарканд»;
- Строительство АГРС «Сарканд», производительностью 11 000 м³/час;

III этап строительства:

III пусковой комплекс:

- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Койлык»;
- Строительство АГРС «Койлык», производительностью 2 200 м³/час;
- Строительство газопровода-отвода на АГРС «Кабанбай»;
- Строительство АГРС «Кабанбай», производительностью 3 300 м³/час.

Каждый отвод на АГРС принят диаметром Ду 150 мм.

На каждом АГРС предусмотрены блоки:

- Блок очистки и подогрева газа;
- Блок подготовки теплоносителя;
- Блок учёта расхода газа;
- Блок автоматической одоризации газа;
- Блок операторной;
- Блок редуцирования газа;
- Блок переключения;
- Емкость сбора конденсата;
- Емкость хранения одоранта;
- Емкость хранения теплоносителя.

Все проектные и перспективные АГРС будут расположены на рамах (под навесом) и в отапливаемых блок-контейнерах.

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 связи с тем, что отвод на АГРС Капал составляет более 5 км ($L=12,34$ км) согласно нормам СТ РК 1916-2009, п.6.4.1, предусмотрено узлы запуска и приема очистных устройств УЗОУ и УПОУ на Ду150 мм. На начале отвода и перед самой АГРС Капал.

По площадкам АГРС (6 шт.) категория надёжности электроснабжения – II (вторая), по площадкам Крановых узлов (КУ) и УЗОУ/УПОУ категория надёжности электроснабжения – III (третья).

3.5.1 Описание принятых технологических решений

Блок учета расхода газа (БУРГ)

Блок учета газа предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого на АГРС с магистрального трубопровода МГ «Талдыкорган-Ушарал». БУРГ запроектирован в соответствии с ГОСТ 8.586.1-2005...ГОСТ 8.586.5-2005 требованиями Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений Республики Казахстан».

Блок учёта расхода газа установлен на входном трубопроводе АГРС перед узлом переключения и предназначен для коммерческого учёта расхода газа.

В качестве средств измерений использованы ультразвуковые преобразователи расхода.

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

Прямые участки измерительных трубопроводов (перед ультразвуковым расходомером газа) до ближайшего местного сопротивления составляют согласно рекомендации производителя расходомеров не менее 10D.

Конструкция узла учёта обеспечивает простой способ установки/снятия ультразвукового счётчика, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на участке 10D до и 3D 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 переключения

Блок 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 входного, выходных коллекторов и обводных линий на каждый из выходов.

Узел переключения поставляется на трех рамах - одна с входным и две с выходными коллекторами.

Узел очистки

Узел очистки газа (УОГ) 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 защиты счетчиков газа, датчиков и приборов автоматики системы контроля и управления.

В узле очистки газа расположены следующие технологические устройства:

- узел очистки на базе фильтров-сепараторов ФС;
- узел подготовки импульсного газа для кранов с пневмоприводом на базе фильтров-осушителей.

Узел очистки выполнен из двух линий очистки: основной и резервной, каждая из которых включает в себя:

- фильтр-сепаратор ФС;
- кран шаровой ручной до и после ФС;
- кран DN20 для продувки узла очистки азотом и кран DN20 на продувочную свечу.

Газ поступает на вход узла очистки, состоящего из двух вертикальных фильтров-сепараторов ФС (1 раб., 1 рез.). 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 промежуточную емкость конденсата, расположенную на несущей раме узла блока очистки газа. Максимальный уровень конденсата в промежуточной емкости определяется датчиком верхнего уровня, который подает сигнал для открытия/закрытия крана с дистанционным управлением, осуществляющего сброс конденсата в ёмкость сбора конденсата в автоматическом режиме.

На узле очистки предусмотрена продувочная свеча DN20, а также осуществляется отбор газа для узла подготовки импульсного газа. Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления импульсный и командный газ осушается и дополнительно очищается в соответствии с СТ РК 1916-2009 при помощи 2-х фильтров-осушителей ФО 20-100.

Узел подогрева газа (УПГ)

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 выполнен из трёх линий подогрева: двух рабочих и одной резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа.

Подогреватель газа представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубками из стальной трубы. Газ в подогревателе движется по U-образным трубкам, закреплённым в

трубной решетке. Нагрев газа осуществляется в теплообменнике посредством промежуточного теплоносителя, нагреваемого в водогрейном котле (см. блок подготовки теплоносителя). Теплоноситель движется в межтрубном пространстве кожуха, разделённом перегородками. Теплоноситель подается на теплообменник, где осуществляется передача тепла газу, затем охлажденный теплоноситель из обратного теплопровода подается на вход водогрейного котла. 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).

Теплообменный аппарат рассчитан на максимальное входное давление. 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. Имеется байпасная линия блока, для аварийного удаления газа из технологических труб предусматриваются сбросные свечи.

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.

Узел подогрева газа размещается на раме.

Узел редуцирования газа

Узел редуцирования газа выполнен составным из двух частей: блок редуцирования с входными кранами с пневмоприводом, регуляторами давления и узел выходных ручных кранов на раме.

Узел редуцирования содержит нитки редуцирования, предназначенные для понижения давления на один или два выхода, а также редуцирование на собственные нужды.

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

Узел редуцирования по выходу №1 состоит из трёх линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

Узел редуцирования по выходу №2 состоит из трёх линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

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. Третья линия малых расходов предусмотрена для работы в начальный период эксплуатации АГРС и летний период.

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

Каждая нитка редуцирования выполнена по схеме: кран с пневмоприводом, клапан предохранительный запорный, регулятора давления и кран с ручным управлением. Линии редуцирования оборудуются сбросными свечами.

При нормальном режиме работы АГРС одна из редуцирующих ниток находится в работе, вторая (резервная) - в резерве. Расположенные на нитках редуцирования краны предназначены для отключения ниток при ремонтных работах и ревизии регуляторов.

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень по методу облегченного резерва.

Регулятор на рабочей и резервной нитке настраиваются на давление $1,05 P_{вых}$.

Для сброса давления и продувки выходных трубопроводов низкого давления, до отключающих кранов предусматривается свеча Ду25.

На каждой из линий редуцирования предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ в целях

предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Узлы редуцирования на собственные нужды предназначены для понижения давления до значения указанного в паспортных данных на котлы блоков подготовки теплоносителя и операторной (с 0,6 МПа до 2 кПа – для котла операторной и для котлов блока подготовки теплоносителя, с 0,6 МПа до 0,1-0,5 МПа - для газопоршневой электростанции).

Узел редуцирования газа на блок операторной и блок подготовки теплоносителя выполнен из двух линий редуцирования – рабочей и резервной. Отбор газа на собственные нужды осуществляется от выходящего газопровода АГРС (после обводной линии и одоризации). Учет газа на собственные нужды осуществляется в блоке подготовке теплоносителя при помощи счетчиков и в блоке операторной. Учет газа на газопоршневую электростанцию осуществляется непосредственно в узле редуцирования.

Из узла подготовки на собственные нужды газ через наружный коллектор поступает в помещение отопительных агрегатов и далее через термозапорный клапан и электромагнитный клапан - на регулирующее устройство и отопительные агрегаты.

Узел учета расхода газа

Узел учета газа (УУГ) предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого от АГРС потребителю.

Узел учёта расхода газа расположен на каждом выходе после узла переключения, до блока одоризации. Узлы учета расхода газа на два выхода выполнены одинаковыми и состоят из двух измерительных линий (на основной и на малый расход) и байпаса.

УУГ состоит из следующих линий:

- линии основного расхода газа;
- линия малого расхода;
- байпасная линия основного расхода.

Учет объема газа осуществляется при помощи сужающих устройств (диафрагма), установленных на линии основного и малого расхода.

Все измерительные линии выполнены на базе стандартного сужающего устройства согласно ГОСТ 8.586.1-2005, ГОСТ 8.586.2-2005 и ГОСТ 8.586.5-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

Конструкция узла учёта обеспечивает простой способ установки/снятия сужающего устройства, замены диафрагмы, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на участке 10D до и 4D после диафрагмы.

На 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.

Узлы учёта расхода газа на базе стандартного сужающего устройств выполнен на отдельных рамах.

Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)

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

БАОГ установлен на каждом выходном трубопроводе АГРС и содержит узел дозирования одоранта с расходной ёмкостью по каждому из выходов с системой дистанционной дозирования расходной емкости.

Управление осуществляется блоком управления (далее по тексту БУ), который устанавливается в комнате оператора.

Блок управления одоризатором отображает:

- текущий расход одоранта, г/час;
- текущий суточный и предыдущий суточный расход одоранта, кг/сутки;
- текущий месячный и предыдущий месячный расход одоранта, кг/месяц;

Предусмотрен также ручной ввод фактической плотности одоранта.

БУ ведёт постоянный контроль за состоянием оборудования одоризатора и при выявлении

отклонения от нормы выдаёт на верхний уровень сигнал «Неисправность одоризатора газа».

Блок одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемому потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек. Газ подается потребителю в соответствии с ГОСТ 5542-87.

Узел дозирования одоранта размещён в обогреваемом шкафу, в качестве отопителя использован электрообогреватель.

Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта, 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.

Одорант, пролитый на пол или на землю, должен быть немедленно нейтрализован раствором хлорной извести, гипохлорита натрия или марганцево-кислого калия. После обработки нейтрализующим веществом землю следует перекопать и вторично полить нейтрализующим раствором.

В целях предупреждения воспламенения пиррофорного железа, образующегося при просачивании этил меркаптанов, необходимо периодически проводить внешний осмотр оборудования, соединительных линий, кранов, вентилях и обеспечивать их полную герметизацию.

Блок поточного анализа

На АГРС предусмотрена установка блок-бокса приборного с системой поточного анализа компонентного состава газа.

Принцип работы системы поточного анализа заключается в том, что устройства подготовки проб газа обеспечивают подготовку газа. Далее газ проходит через потоковый хроматограф, который выдает диаграмму по компонентному составу газа для сравнительного анализа с ГОСТ 5542–87. Дополнительно блок поточного анализа укомплектован анализатором точки росы для определения влажности газа и точки росы.

Емкость для сбора конденсата

Емкость для сбора конденсата выполнен как сосуд высокого давления и предназначена для сбора периодически удаляемых механических примесей и жидкостей из узлов очистки АГРС. Емкость выполнена в подземном исполнении. Емкость оборудована сигнализатором верхнего уровня. Для сброса газа из емкости предусмотрен предохранительный клапан.

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 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 эллиптическими днищами, подводными и отводящими патрубками.

Емкость 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.

Заправка емкости одорантом должна осуществляться закрытым способом. Емкость оборудована системой контроля утечек одоранта. Технология утилизации оборудования одоризации газа должна предусматривать разработку согласованных с органами государственного надзора подготовительных мероприятий по демонтажу оборудования одоризации газа и последующей передаче для его утилизации.

Блок операторной

В комплекте с АГРС поставляется блок операторная – отдельно стоящее здание блочно-

модульной конструкции, для размещения дежурного персонала АГРС, обслуживающего станцию вахтовым методом.

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

- комната операторная с оборудованием;
- комната отдыха;
- комната приёма пищи;
- мастерская;
- топочная;
- душевая;
- коридор со шкафом для одежды.

В помещении операторной предусмотрена система кондиционирования воздуха.

Отопление блока операторной организовано от отопительного котла на газовом топливе, расположенного в помещении топочной.

На входе газовой линии, перед отопительным котлом установлены клапаны: термозапорный и электромагнитный отсечной.

Учёт расхода газа на котёл блока операторной организован с помощью измерительного комплекса на базе диафрагменного счётчика газа и корректора объёма газа.

Противопожарные мероприятия АГРС

Противопожарные мероприятия учтены при проектировании по следующим направлениям:

- выполнены требования действующих нормативных документов РК;
- предусмотрена пожарная сигнализация в блоках АГРС, операторной;
- установлены камеры видеонаблюдения на площадке АГРС;
- предусмотрена возможность дистанционного отключения участков трубопровода и

прекращение подачи газа по газопроводу в целом.

В случае возникновения пожара на АГРС при отсутствии на момент пожара обслуживающего персонала, участок трубопровода отключается.

Безопасность эксплуатации обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- использование автоматизированной системы управления технологическими процессами;
- применение оборудования и приборов, установленных в опасных зонах во взрывобезопасном исполнении (в основном искробезопасном).
- блокировка АГРС и по всем параметрам, с дублированием основных параметров по показателям датчиков: температуры и давления;
- оснащение приборами, сигнализирующими о загазованности помещений и площадок;
- автоматическая остановка оборудования АГРС в случае возникновения аварийных или предаварийных ситуаций.

Технологические решения выполнены с учетом снижения возможности возникновения пожара:

- помещения под АГРС - блочно-контейнерные;
- сбросные свечи от предохранительно-сбросных клапанов выведены самостоятельными;
- емкость для продуктов конденсата выполнена отдельно стоящей в подземном исполнении;
- предусмотрено опорожнение системы трубопроводов, через сбросные свечи кранов, установленных перед фильтрами;
- предусмотрено дистанционное управление краном на входе;
- предусмотрена пассивная молниезащита всех объектов комплекса;
- заземление молниезащиты и контуров системы электроснабжения разделенные;
- предусмотрена установка датчиков загазованности, в помещениях АГРС и на площадке;
- категория трубопроводов принята – первая (I);

- установлены зоны безопасности в зависимости от категории объекта;
- сооружения, по конструктивному решению имеющие стальной каркас, и их соединительные узлы, внутренние поверхности ограждающих конструкций, подлежат обязательному покрытию защитными лакокрасочными составами;
- полы, в блоках имеющие категорию А, выполняются безыскровыми;
- все объекты оборудованы средствами пожаротушения.

3.6 Линейная запорная арматура

На магистральном газопроводе размещены крановые узлы на расстоянии не более 30 км друг от друга, для отключения газопроводов отводов на АГРС и отдельных участков магистрального газопровода при аварии или ремонте.

В качестве запорной арматуры принят полно проходной шаровый кран для подземной установки, с концами под приварку.

Для обвязки крановых узлов приняты полно проходные шаровые краны Ду80 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- отвода на крановых узлах предусмотрена установка продувочной свечи. Продувочная свеча расположена на расстоянии 15 м от запорной арматуры.

Полностью смонтированный крановый узел устанавливается на площадке в ограждении. Ограждение комплектуется охранной сигнализацией.

3.7 Узлы запуска и приема очистных устройств

Для периодической очистки полости газопровода, с целью поддержания пропускной способности газопровода на уровне проектной, а также для запуска и приема диагностических устройств, в проекте предусмотрена установка узлов запуска и приема очистных устройств. Очистка полости газопровода предусматривается без прекращения транспортировки газа пропуском очистного устройства, перемещающегося в потоке газа. В процессе очистки из полости газопровода удаляются влага, пыль, окалина и другие загрязнения.

Категория участка газопровода в соответствии с СП РК 3.05-101-2013 - вторая (II) категория. 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 запуска 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;
- конденсатосборник для сбора продуктов очистки. Объем – 30м³;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода, от действия перепада температуры и давления.

Прокладка основных трубопроводов узлов запуска и приема очистных устройств принята подземной.

Для осуществления технологических операций на узлах запуска и приема очистных устройств предусматривается запорная и регулирующая арматура - шаровые краны с пневмогидроприводом и ручным управлением.

На байпасной линии УЗОУ и УПОУ до и после шарового крана с пневмогидроприводом предусмотрена установка стояков отбора газа для питания пневмогидроприводов шаровых кранов. На площадках УЗОУ и УПОУ для удаления природного газа из газопровода-отвода, камер запуска и приема, трубопроводной обвязки предусмотрена установка продувочных свечей. Продувочная свеча расположена на расстоянии 15 м от запорной арматуры.

Конденсатосборник для сбора продуктов очистки устанавливается на отдельной площадке на расстоянии 15 м от узла приема очистных устройств. Свеча для сброса газа из конденсатосборника размещается на расстоянии 60 м от конденсатосборника.

3.8 Газовая безопасность

Для контроля за содержанием взрывоопасных паров и газов, в воздухе использована система контроля атмосферы промышленных объектов. Точность измерения по установленным приборам находится в пределах до 5%, а срабатывание сигнализации 1%. Порог срабатывания устанавливается на 20% от нижнего концентрационного предела взрываемости.

При срабатывании нижнего уровня опасной концентрации выдается световой сигнал в пункте управления, а также эти сигналы выдаются на входы помещений с взрывоопасными зонами. На открытые площадки выдается только звуковой сигнал.

Все случаи срабатывания сигнализаторов фиксируются. Датчики размещаются следующим образом:

- в помещениях АГРС в местах наиболее вероятного выделения газов;
- на открытых площадках датчики располагаются с установкой перекрытия контролируемой площади.

3.9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда

Все виды деятельности, связанные с эксплуатацией оборудования АГРС будут осуществляться в соответствии с разработанными и утвержденными инструкциями (должностными, специальными, по охране труда, по эксплуатации и обслуживанию конкретного оборудования) и с соблюдением необходимых мер безопасности, предотвращающих случаи травматизма работников или повреждения оборудования, приводящего к нарушению транспорта газа.

В период строительства объекта до полного ввода в эксплуатацию его оборудования будут разработаны должностные, специальные и инструкции по охране труда новых работников и/или соответствующим образом откорректированы существующие инструкции другого персонала, который будет иметь отношение к эксплуатации объекта в связи с увеличением объема оборудования и возможным изменением штатного расписания.

Для обеспечения безаварийной работы проектируемого объекта предусматривается:

- герметизация трубопроводов и оборудования;
- применение негорючих материалов;
- оснащение устанавливаемого технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой, обеспечивающими надежность и безаварийность их работы;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- молниезащита и заземление;
- использование стальных бесшовных труб с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе и при строительстве;
- использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления;
- нанесение опознавательной окраски на надземные технологические трубопроводы и надземное оборудование;
- ограждение на переходных мостиках и на площадках обслуживания.

Во всех помещениях проектируемого объекта предусмотрено рабочее, ремонтное и аварийное освещение в соответствии со СП РК 2.04-104-2012.

Оборудование расположено с обеспечением безопасных проходов и удобства обслуживания аппаратов.

Во всех производственных помещениях запроектированы приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим или естественным побуждением.

В целях предотвращения несчастных случаев, снижения травматизма и профессиональных заболеваний, устранения опасности для жизни, вреда для здоровья людей, опасности возникновения пожаров или аварий на площадке АГРС проектом предусматривается применение знаков безопасности в соответствии с требованиями СТ АО 38446106-004-2008 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов», ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» и ОСТ 39-8-9-1-72 «Знаки безопасности для предприятий нефтегазовой промышленности» (как справочный).

3.9.1 Охрана окружающей среды

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Строительная организация, выполняющая прокладку линейной части трубопровода, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства и международных соглашений по охране природы.

Ширина полосы отвода земли на время строительства магистральных трубопроводов определены в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов и приведены в таблица 3.9.2.1.

Производство строительного-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

В основном используемые земли относятся к пастбищам, прочим землям, менее к сенокосам. Крестьянские хозяйства ведут в основном выпас мелкого и крупного рогатого скота, в меньшей степени выращиваются зерновые культуры (ячмень, кукуруза, свекла, подсолнух и др.)

3.9.2 Предварительная оценка воздействия проектируемых работ на почвенно-растительный покров

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвенно-растительный покров при строительстве газопровода относятся:

- под площадки полевых лагерей строителей и складирование материалов;
- механические нарушения почвенного и растительного покрова;
- стимулирование развития водной и ветровой эрозии;
- возможное загрязнение почв и растительности остатками ГСМ и отходами.

Таблица 3.9.2.1

Площади земельных участков, требуемые для строительства магистрального газопровода «Талдыкорган - Ушарал» - (принято по СН РК 3.02-16- 2003 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»)

Отвод земель во временное краткосрочное пользование на период строительства линейной части магистрального газопровода				
№ п/п	Участок трассы, км	Ширина полосы отвода на землях с/хоз назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя), м	Длина отвода, м	Площадь отвода, га
1	0-5	33	5000	16,5
2	16-19	33	3000	9,9
3	24-55	33	21000	69,3
4	65-100	33	45000	148,5
5	109-115	33	6000	19,8
6	125-235	33	110000	363
7	285-302,6	33	12000	39,6
ИТОГО:			202000	667
Отвод земель во временное краткосрочное пользование на период строительства линейной части магистрального газопровода				
№ п/п	Участок трассы, км	Ширина полосы отвода на землях с/х или непригодных для с/х и землях государственного л/ф (при снятии и восстановлении плодородного слоя), м	Длина отвода, м	Площадь отвода, га
1	5-16	23	11000	25,3
2	19-24	23	5000	11,5
3	55-65	23	10000	23
4	100-109	23	9000	20,7
5	115-125	23	10000	23
6	235-285	23	50000	115
ИТОГО:			108000	218,5

Воздействия от строительной деятельности на почвенно-растительный покров приведены в разделе ОВОС.

3.9.3 Мероприятия по защите почвенно-растительного покрова, заложенные в Проекте

Основным природоохранным мероприятием по защите почвенно-растительного покрова является рекультивация. Согласно требованиям Земельного Кодекса, статьи 139,140 и Экологического Кодекса, статьи 202 и 238 Республики Казахстан, при выполнении строительных работ должны приниматься меры по рекультивации земель, воспроизводству и рациональному использованию природных ресурсов, благоустройству территорий и оздоровлению окружающей среды. Проектными решениями предусматривается проведение технической рекультивации, направленной на сохранение плодородного слоя почвы. Технический этап рекультивации заключается в снятии плодородного слоя почвы, перемещении его во временный отвал перед началом строительно-монтажных работ и возвращение грунта после окончания строительства. По трассе магистрального газопровода, в местах прохождения по землям сельскохозяйственного назначения, проектом предусматривается снятие, перемещение, сохранение и последующее восстановление плодородного слоя почвы. Плодородный слой почвы, снятый при строительстве линейных сооружений, в соответствии ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель», используется для рекультивации нарушенных строительством земель.

На техническом этапе рекультивации земель при строительстве линейных сооружений должны проводиться следующие виды работ:

- освобождение рекультивируемой поверхности от строительного мусора;
- удаление из пределов строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка траншей трубопроводов грунтом с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте;
- оформление откосов, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов;
- покрытие рекультивируемой площади плодородным слоем почвы.

При строительстве трубопроводов рекультивация включается в общий комплекс работ, выполняемых в следующей последовательности:

- снятие плодородного слоя почвы с подлежащей рекультивации полосы и перемещение его во временный отвал, в границах полосы отвода;
- засыпка траншей минеральным грунтом с уплотнением грунта прицепными катками за 2 раза;
- распределение минерального грунта, вытесненного трубопроводом, по полосе, подлежащей рекультивации, равномерным слоем;
- перемещение плодородного слоя почвы из временного отвала и равномерное распределение его в пределах рекультивируемой полосы, с созданием ровной поверхности, после естественного уплотнения.

Срезка и перемещение плодородного слоя почвы производится бульдозером поперечными по отношению к продольной оси сооружения проходами.

Направление разработки и перемещение почвенного слоя на площадках определяется взаимным расположением мест съема, мест отвала и мест возвращения плодородного грунта.

После окончания строительства по всей полосе временного отвода производится:

- удаление из ее пределов всех временных устройств и сооружений;
- засыпка и послойное трамбование или выравнивание рытвин и ям, возникших в результате проведения строительных работ;
- уборка строительного мусора;
- выборочное удаление слоя почвы в местах непредвиденного загрязнения ее нефтепродуктами

и другими веществами, ухудшающими состояние почвы, с заменой не загрязненным плодородным грунтом.

Работы по разработке, перемещению, восстановлению и планировке растительного грунта бульдозерами на полосе рекультивации проводят в следующей последовательности:

- разработка и перемещение плодородного слоя почвы;
- планировка минерального слоя грунта после засыпки траншеи;
- распределение излишков минерального слоя грунта;
- уплотнение минерального слоя грунта в два прохода катками или гусеницами бульдозера;
- перемещение и планировка плодородного слоя почвы из отвала после засыпки траншеи;
- уплотнение плодородного слоя почвы в два прохода катками или гусеницами бульдозера.

Согласно «Технологическому проектированию строительства магистральных трубопроводов», максимальная толщина снимаемого слоя не должна превышать 0,4м.

Контроль качества рекультивационных работ при строительстве трубопроводов заключается в следующем:

- на полосе рекультивации, должна оставаться выемка (корыто) с четко ограниченными краями
- глубина выемки должна соответствовать мощности наносимого плодородного слоя почвы;
- при выполнении операций земляных работ не допускается смешивание плодородной почвы с минеральным грунтом;
- мощность плодородного слоя почвы на полосе рекультивации должна быть не менее
- 20см, так как снимаемые зональные почвы имеют мощность 20см.

На данный момент проектирования определены ориентировочные объемы работ технического этапа рекультивационных работ (таблица 3.9.3.1).

Таблица 3.9.3.1

Объемы работ по техническому этапу рекультивации земель по трассе МГ «Талдыкорган - Ушарал».

№	Километр по трассе, км	Протяженность, м	Мощность ПСП, м	Объем работ по снятию ПСП, м ³	Ширина полосы, м		Площадь, м ²		Объем работ по Техническому этапу рекультивации, м ³
					снятия ПСП	Возрага (технический этап)	снятия ПСП	Возрага (технический этап рекультивации)	
1	0-5	5000	0.2	26400	26.4	19.9	132000	99500	26400
2	16-19	3000	0.2	15840	26.4	19.9	79200	59700	15840
3	24-55	21000	0.2	110880	26.4	19.9	554400	417900	110880
4	65-100	45000	0.2	237600	26.4	19.9	1188000	895500	237600
5	109-115	6000	0.2	31680	26.4	19.9	158400	119400	31680
6	125-235	110000	0.2	580800	26.4	19.9	2904000	2189000	580800
7	285-302,6	12000	0.2	63360	26.4	19.9	316800	238800	63360

АГРС

При остановке АГРС и заправке емкости одоранта, а также при срабатывании предохранительных клапанов сброса газа в атмосферу осуществляется через свечи рассеивания с учетом обеспечения предельно-допустимых концентраций углеводородов в приземной зоне.

Заправка емкостей одоранта осуществляется только герметичным способом, с помощью специального присоединительного устройства.

Сбор конденсата, сбрасываемого из фильтров АГРС, предусматривается в специальную систему исключаящий розлив конденсата на территории АГРС.

Газопровод -отвод

С целью охраны окружающей среды проектом предусмотрено предотвращение загрязнения почвы и воздушного бассейна углеводородными газами, которые сами по себе не являются вредными или ядовитыми.

Газопроводы, оборудование и установки, предусмотренные в проекте, представляют собой замкнутую герметичную систему. Газопроводы после монтажа подвергаются испытанию на прочность и герметичность.

Кроме того, для предотвращения разрушения металла стенок газопроводов от атмосферного воздействия и от почвенной коррозии проектом предусмотрено нанесение защитного покрытия на надземные газопроводы и весьма усиленная изоляция на подземный газопровод.

Сбросные свечи кранового узла выведены на высоту 3,0 м, обеспечивающие рассеивание незначительных выбросов и предотвращение попадания их в зону работы обслуживающего персонала.

В связи с намеченной подачей природного газа создается перспектива оздоровление воздушного бассейна населенных пунктов заменены газом других видов топлива.

При сжигании котельно-печного топлива (зольных углей, зернистого мазута) в атмосферу выбрасывается большое количество золы двуокиси серы, окислов азота.

Это отрицательно влияет на воздушный бассейн рассматриваемого региона, здоровье населения, продуктивность животноводства, сельскохозяйственные и лесные угодья, состояние промышленных коммунально-бытовых основных фондов.

Использование вместо перечисленных видов топлива природного газа исключает выбросы окисла азота приблизительно на 20% по сравнению с углем, что резко снижает экономический ущерб от загрязнения атмосферы.

Основными слагающими экономического ущерба, связанного с загрязнением атмосферного воздуха являются:

- увеличение заболеваемости населения, прежде всего болезнями органов дыхания и связанные с этим невыходы на работу и недоработки продукции;
- оплата больничных листов и содержание больных в стационарах;
- оплата труда медперсонала;
- повреждения лесной, парковой и другой растительности;
- снижение продуктивности и ухудшение качества продуктов, производящих природными хозяйствами;
- дополнительные расходы на ремонт и содержание основных фондов, связанные с усиленной коррозией металла и т.п.

Однако следует иметь в виду, что попытка выразить социальный ущерб в денежной форме сопряжена с неполным отражением его сущности.

Труднее всего измерить и как-то выразить количественно этот эффект (ущерб) тогда, когда он проявляется в ценностях высшего порядка продолжительности жизни, генетические последствия, которые сказываются на физическом и духовном обмене будущих поколений.

Сравнение расчетов показывает, что замена угля и мазута на природный газ приносит положительный экономический эффект.

При выполнении строительно-монтажных работ по прокладке газопроводов необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранение его устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране

окружающей среды. Охрана окружающей природной среды в зоне размещения строительной площадки осуществляется в соответствии с действующими нормативными правовыми актами по вопросам охраны окружающей природной среды и рациональному использованию природных ресурсов.

Производство строительно-монтажных работ должно проводиться с учетом требований СанПиН 2.2.3.11384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». Работы следует выполнять только в пределах полосы временного отвода земель.

При проведении строительно-монтажных работ предусматривается осуществление ряда мероприятий по охране окружающей природной среды:

- обязательное сохранение границ территории, отводимых для строительства;
- применение герметических емкостей для перевозки растворов и бетонов;
- устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих пылящих веществ (применение контейнеров, специальных транспортных средств);
- завершение строительства уборкой и благоустройством территории с восстановлением растительного покрова;
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;
- использование специальных установок для подогрева воды, материалов;
- слив горюче-смазочных материалов только в специально отведенных и оборудованных для этой цели местах;
- выполнение в полном объеме мероприятий по сохранности зеленых насаждений.
- не разрешается движение строительной техники вне полосы отвода, вне дорог, которое может привести к нарушению растительного слоя;
- в целях обеспечения миграции животных протяженность незакрытых грунтом участков траншеи не должна превышать 500 м.

3.10 Техника безопасности

3.10.1 Техника безопасности при земляных работах

При проведении земляных работ в зоне расположения подземных коммуникаций необходимо иметь допуск-разрешение организаций, соответственной за их эксплуатацию.

При рытье траншей, размещение вынутого грунта, строительных материалов, машин и механизмов, а также передвижения последних вдоль бровки в зоне призмы обрушения грунта запрещается. Расстояние от бровки должно быть:

- в сухих связанных грунтах – 0,5 м;
- в песчаных и увлажненных грунтах не менее – 1,0 м.

При появлении во время работы трещин в откосах, следует удалить из опасных мест рабочих и принять меры против самопроизвольного обрушения грунта.

Запрещается при работе одноковшового экскаватора находиться в радиусе, превышающем длину стрелы экскаватора менее чем на 5 м, а также между экскаватором и отвалом грунта, под стрелой и ковшом на дне траншеи.

При работе людей в траншее должны быть приняты меры против скатывания или падения в нее труб и тяжелых предметов.

3.10.2 Техника безопасности при проведении работ по испытанию газопровода

До начала работ по испытанию весь персонал, занятый по проведению вышеуказанных работ, охранных постов, аварийных бригад и водительский состав проходят инструктаж по правилам безопасности. Производитель работ по гидростатическим испытаниям со стороны подрядчика отвечает за то, что персонал ознакомлен с мерами безопасного выполнения работ и за полное отсутствие несчастных случаев.

Минимальными требованиями к технике безопасности являются следующие:

- весь персонал, участвующий в гидростатических испытаниях, должен иметь спецодежду, специальную обувь и защитные каски для постоянного ношения во время испытаний;
- только высококвалифицированным специалистам разрешается работать на высокопроизводительном оборудовании с высоким давлением;
- каждая бригада должна иметь аптечку, в которой есть все необходимое для оказания первой помощи пострадавшему на площадке;
- все материалы (шланги, фитинги) и оборудование должны иметь рабочее давление, которое превышает максимальное испытательное давление;
- запрещается нахождение людей и оборудования на расстоянии ближе, чем 20 м от испытываемых участков.

До начала работ оформляется наряд-допуск на опасные работы. Руководителем работ разъясняется цель и задача каждого участника работ.

Мобильные охранные посты выставляются на время проведения испытаний посменно в местах наиболее возможного проникания в охранную зону людей, животных и автотранспорта.

Посты обязаны:

- вести постоянное наблюдение в зоне закрепленных участков, располагаясь за пределами опасной зоны;
- постоянно поддерживать связь со штабом по испытанию и информировать об обстановке на закрепленном участке;
- предупреждать допуск в зону испытания людей, техники и животных;
- обозначить вешками и выставить предупредительные знаки в местах обнаруженных дефектных участков на трубопроводе.

Организуются посты контроля за давлением, которые обязаны:

- по команде руководителя работ (председателя комиссии) выполнять переключение запорной арматуры;
- вести постоянное наблюдение за показаниями манометра;
- при достижении максимального, для данного места установки манометра давления сообщить председателю комиссии;
- во время выдержки газопровода под испытательным давлением немедленно сообщать председателю комиссии о любом изменении показаний манометра;
- вести учет времени выдержки газопровода под испытательным давлением;
- вести контроль за обстановкой в пределах видимости по ширине расстояний опасной зоны.

Для ликвидации возможных повреждений газопровода организуется аварийно-восстановительная бригада.

3.10.3 Техника безопасности при эксплуатации АГРС

При обслуживании емкостей одоранта необходимо строго соблюдать правила безопасности при работе с одорантом. Переливать одорант допускается только закрытым способом. Работать необходимо в прорезиненных фартуках, резиновых сапогах ГОСТ 12265-78 и перчатках ГОСТ 20010-93.

Пролитый одорант должен быть немедленно нейтрализован раствором хлорной извести, гипохлорида натрия или марганцевокислого калия.

Обслуживание оборудования должно осуществляться в соответствии с техническими и должностными инструкциями и графиками планово-предупредительных ремонтов.

3.10.4 Противопожарные мероприятия

Монтажные работы вести по проекту в соответствии с требованиями СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности строительства».

4. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ОБЪЕКТА

4.1 Проектные решения

По маршруту МГ «Талдыкорган-Ушарал» с принятыми технико-технологическими решениями строительства газопровода размещены следующие линейные и станционные сооружения МГ:

• Ескельдинский район:

- Узел приема очистного устройства (УЗОУ)
- Крановый узел (КУ-1)
- Крановый узел (КУ-2) совмещенный с охранный кран (ОК-1)
- Узел запуска очистного устройства (УЗОУ) на отводе АГРС «Капал»
- Узел приема очистного устройства (УПОУ) на отводе АГРС «Капал»
- АГРС «Капал»

• Аксуский район:

- Крановый узел (КУ-3)
- Крановый узел (КУ-4)
- Крановый узел (КУ-5) совмещенный с охранный кран (ОК-2)
- АГРС «Жансугуров»

• Саркандский район:

- Крановый узел (КУ-6) совмещенный с охранный кран (ОК-3)
- АГРС «Сарканд»
- Крановый узел (КУ-7)
- Охранный кран (ОК-4) на отводе АГРС «Койлык»
- АГРС «Койлык»

• Алакольский район:

- Крановый узел (КУ-8)
- Крановый узел (КУ-9) совмещенный с охранный кран (ОК-5)
- АГРС «Кабанбай»
- Крановый узел (КУ-10)
- Узел приема очистного устройства (УПОУ)
- АГРС «Ушарал»

4.2 Планировочные решения

Площадки узлов линейных сооружений размещаются по трассе проектируемого МГ в соответствии с технологической схемой, на территориях свободных от застройки, сетей, зелёных насаждений, в полосе охранной зоны газопровода.

Проектом предусматриваются следующие площадки строительства:

1. Линейные крановые и охранные узлы:

- Площадки линейных крановых узлов КУ-1, КУ-3, КУ-4, КУ-7, КУ-8, КУ-10 размером 8,0x18,0м с установкой продувочной свечи. Общая площадь земельного участка 144м².
- Площадка линейного кранового узла КУ-2 совмещенного с охранным крановым узлом ОК-1 на отводе на АГРС «Капал» размером 17,2x24,5м с установкой продувочной свечи. Общая площадь земельного участка 421,4м².

- Площадка линейного кранового узла КУ-5 совмещенного с охранным крановым узлом ОК-2 на отводе на АГРС «Жансугуров» размером 17,2x24,5м с установкой продувочной свечи. Общая площадь земельного участка 421,4м².

- Площадка линейного кранового узла КУ-6 совмещенного с охранным крановым узлом ОК-3 на отводе на АГРС «Сарканд» размером 17,2x24,5м с установкой продувочной свечи. Общая площадь земельного участка 421,4м².

- Площадка охранного кранового узла ОК-4 размером 13,0x15,0м на отводе на АГРС «Койлык» с установкой продувочной свечи. Общая площадь участка 195м².

- Площадка линейного кранового узла КУ-9 совмещенного с охранным крановым узлом ОК-5 размером 17,2x24,5м с установкой продувочной свечи. Общая площадь земельного участка 421,4м².

- Площадка антенно-мачтового сооружения (АМС) размером 12,0x12,0м. Общая площадь земельного участка 144м².

- Площадка шелтера связи размером 12,0x15,0м. Общая площадь участка 180 м².

- Площадка антенно-мачтового сооружения (АМС), шелтера связи и телемеханики размером 17,0x20,0м. Общая площадь участка 340 м².

2. Автоматические газораспределительные станции. Узлы запуска и приема очистных сооружений:

- Площадка камеры запуска очистного сооружения УЗОУ. Общая площадь земельного участка составляет 0,1674га. Участок под строительство имеет естественный уклон на юго-запад.

Перепад высот по участку составляет 0,9м в пределах абсолютных отметок 673,0-673,9.

- Площадка АГРС «Капал» . Общая площадь земельного участка составляет 0,4224га. Участок под строительство имеет естественный уклон на северо-восток. Перепад высот по участку составляет 1,2м в пределах абсолютных отметок 642,9-641,7.

- Площадка узла приема очистного сооружения УПОУ на отводе АГРС «Капал» совмещенного с ОК-1. Общая площадь земельного участка составляет 0,126га. Размером участка 28,0x45,0м. Участок под строительство имеет естественный уклон на северо-запад. Перепад высот по участку составляет 2м в пределах абсолютных отметок 642,0-640,0.

- Площадка узла запуска очистного сооружения УЗОУ на отводе АГРС «Капал» . Общая площадь земельного участка составляет 0,022га. Размер участка 10,0x22,0м. Участок под строительство имеет естественный уклон на северо-восток. Перепад высот по участку составляет 0,4м в пределах абсолютных отметок 672,7-672,3.

- Площадка АГРС «Жансугуров» . Общая площадь земельного участка составляет 0,4027га. Участок под строительство имеет естественный уклон на север.

Перепад высот по участку составляет 1,2м в пределах абсолютных отметок 619,5-618,3.

- Площадка АГРС «Сарканд» . Общая площадь земельного участка составляет 0,3672га. Участок под строительство имеет естественный уклон на запад.

Перепад высот по участку составляет 0,5м в пределах абсолютных отметок 682,5-683,0.

- Площадка АГРС «Койлык». Общая площадь земельного участка составляет 0,3537га. Участок под строительство имеет естественный уклон на север.

Перепад высот по участку составляет 0,6м в пределах абсолютных отметок 588,75-588,15.

- Площадка АГРС «Кабанбай» . Общая площадь земельного участка составляет 0,4018га. Участок под строительство имеет естественный уклон на юго-запад.

Перепад высот по участку составляет 0,35м в пределах абсолютных отметок 625,4-625,05.

- Площадка Охранного крана ОК-2 размером 13,0x15,0 на отводе АГРС «Жансугуров». Общая площадь участка составляет 195м².

- Площадка АГРС «Ушарал». Общая площадь земельного участка составляет 0,5416га. Участок под строительство имеет естественный уклон на запад. Перепад высот по участку составляет 0,85м в пределах абсолютных отметок 469,75-468,9.

- Площадка камеры приема очистного сооружения (УПОУ). Общая площадь земельного участка составляет 0,2842га. Размер участка 40,6x70,0м. Участок под строительство имеет естественный уклон на северо-запад.

Перепад высот по участку составляет 0,55м в пределах абсолютных отметок 470,95-470,4.

Место расположения проектируемых площадок принято с учетом наличия транспортных коммуникаций, инженерных сетей и других объектов производственной и социальной инфраструктуры на сводобной от застройки территории вне границ населенных пунктов.

4.3 Внутриплощадочные проезды, вертикальная планировка, внутриплощадочные инженерные сети, охрана площадок КУ

Для подъезда к участкам проектом предусматривается использование существующих дорог местного значения обеспечивающих подъезд к площадкам АГРС, крановым узлам, площадкам УЗОУ, УПОУ для перевозки оборудования, вспомогательных и хозяйственных грузов, проезда пожарных, ремонтных и аварийных машин и для охраны и обслуживания объектов газопровода на время эксплуатации.

Внутриплощадочные проезды приняты IV-в категории согласно СН РК 3.03-01-2013 со следующими параметрами в плане:

- ширина проезжей части	- 4.5 м
- ширина обочины	- 1.5 м
- ширина земляного полотна -	6.5 м
- радиус поворота в плане	- 6 м
- по оси проезда	-15.0 м

У въездов на территорию проектируемых площадок предусмотрены разворотные площадки.

Минимальные размеры разворотных площадок - 12.0×12.0 м.

Дорожная одежда на проездах площадок КУ, а также на разворотных площадках принята переходного типа, серповидного профиля с покрытием из щебня h=0.18 м (с искрогасящими добавками), по прослойке из песка h=0.10 м.

На территориях проектируемых площадок АГРС, УЗОУ, УПОУ предусмотрены автодороги шириной проезжей части – 4,5м, обочина 1,5м, радиус поворота 6м.

На проектируемых площадках предусмотрены следующие типы дорожных покрытий:

- Тип I

Щебень фракцией 20-40 мм, по ГОСТ 8267-93 с расклинцовкой более мелкой фракцией М-600 - 0,15м

Смесь песчанно-гравийная ГОСТ 23735-201-0,3м

В местах пересечения МГ с дорогами предусмотрена укладка дорожных плит ПАГ-14

- Тип III

Ж/б дорожная плита ПАГ-14 6000x2000мм-0,14м

Песок ГОСТ 8736-2014-0,1м

Смесь песчанно-гравийная ГОСТ 23735-2014-0,3м

На разворотных площадках у камер приёма и запуска ОУ для предотвращения наезда автотранспорта и техники на оборудование устанавливается бортовой камень тип БР 100.30.15.

Вертикальная планировка площадок КУ, УЗПОУ при благоприятных топографических и гидрогеологических условиях решена выборочно, с сохранением рельефа, с соблюдением требований СП РК 3.01-103-2012, СН РК 3.01-03-2013.

При неблагоприятных гидрогеологических условиях для защиты территории КУ, УЗПОУ от затопления и подтопления талыми и грунтовыми водами площадки будут размещены на насыпи $h=0.3-0.5$ м.

Высота насыпи будет скорректирована по уточненным инженерно-геологическим и гидрологическим данным.

Вертикальная планировка площадок будет выполнена в отметках. Проектные уклоны планировки территории площадок будут обеспечивать сток дождевых и талых вод за её пределы, в естественные пониженные места их стока. Загрязнённые дождевые и талые воды будут сброшены в систему очистных сооружений.

Почвенно-растительный слой $h=0.2$ м (при его наличии) будет снят, сохранен и использован при укреплении откосов насыпи (выемки) вертикальной планировки территорий, а также для улучшения малопродуктивных земель.

Внутриплощадочные инженерные сети - технологические трубопроводы, дренажные системы конденсата, Кабель связи, контрольные кабели, а также АЗ будут проложены в основном подземно.

Организована охрана предприятия: участки по границе территории будут ограждаться металлическими сетчатыми панелями $h=2.15$ м с устройством по верху ограждения металлической насадки типа «Егоза». Общая высота ограждения $h=2.65$ м. Также будет организована охранная сигнализация, видеонаблюдение.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ГЕНПЛАНУ ПЛОЩАДОК ГАЗОПРОВОДА

Таблица 4.4 Основные показатели по генплану

№ п/п	Наименование площадки	Общая площадь территории, га	Площадь застройки, га	Плотность застройки, %
1	Площадка линейного КУ	0.0504	0.0087	17.3
2	Площадка КУ с отводом на ГРС	0.0558	0.0111	20.0
3	Площадка УПОУ и узла сбора продуктов очистки газопровода	0,75	0,0825	11.0
4	Площадка УЗОУ	0,2736	0,03	11.0
5	Площадка узла подключения к МГ «Алматы-Талдыкорган».	0,01	0,0014	14

4.4 Транспорт

Трасса МГ «Талдыкорган-Ушарал» предусматривается по всей длине вдоль существующих грунтовых дорог, существующих автомобильных дорог общего пользования с твёрдым покрытием. В связи с этим, строительство вдоль трассовых автомобильных дорог не предусматривается.

Проектом предусматривается строительство подъездных дорог к площадкам КУ, УЗОУ, УПОУ, АГРС.

4.5 Благоустройство территории

На территории площадок предусмотрены следующие элементы благоустройства: ограждение, калитки, ворота. По периметру площадки огорожены металлическим ограждением высотой 2,03м и оснащенные V-образными стойками со спиральным барьером безопасности СББ «Егоза». Для сбора твердо-бытовых отходов организована площадка с металлическим контейнером с последующим вывозом по договорам со специализированными организациями на ближайший организованный

полигон ТБО.

4.6 Организация рельефа

Вертикальная планировка разработана с учетом обеспечения увязки с дорогами местного значения и естественного водоотвода от зданий и сооружений по площадке в пониженные места рельефа. Предусматривается снятие растительного слоя на толщину 10 см на всей территории строительства.

На площадках предусмотрено щебеночно-песчанное покрытие Тип II:

-Смесь щебеночно- песчанно-гравийная фр.10-20 ГОСТ 25607-2009-0,10м

-Смесь песчанно-гравийная ГОСТ 23735-2014-0,2м

4.7 Инженерные сети и коммуникации

Прокладка инженерных сетей на площадках линейных сооружений предусматривается подземно в соответствии с требованиями СНиП-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий». Сводный план инженерных сетей см. Альбом генеральный план. Техническая характеристика сетей дана в соответствующих разделах проекта.

4.8 Экологическое состояние территории и окружающей среды

На основании полученного заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности выданное РГУ «Департамент экологии по Алматинской области комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК» в районе строительства газопровода редких и исчезающих видов растений и деревьев нет.

Древесно-кустарниковая растительность подлежащая вырубке на проектируемых участке отсутствует. Естественные пищевые и лекарственные растения на занимаемой территории отсутствуют.

Территория участка работ находится вне территории государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий Алматинской области. Лесные насаждения и деревья на территории участка работ отсутствуют.

С введением в эксплуатацию проектируемых объектов, изменение экологического состояния на прилегающей территории носит локальный характер. Предусмотренные технические мероприятия обеспечивают рациональное размещение источников загрязнения окружающей среды.

5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Исходные данные

Проект архитектурно-строительных решений объектов строительства газопровода Талдыкорган-Ушарал разработан на основании следующих исходных данных:

- технического задания заказчика;
- технических заданий смежных групп проектирования;
- материалов Отчета по фондовым материалам инженерно-геологических изысканий.

При выборе данных решений использованы также и материалы проектов-аналогов и ранее построенных объектов.

Природно-климатическая характеристика районов

Районы строительства объектов КУ, УЗПОУ, АГРС характеризуются следующими природно-климатическими условиями:

- расчетная зимняя температура наружного воздуха (пятидневки) – минус 25,3°C (обеспеченность 0,92);
- ветровая нагрузка для – 0,25 кПа;
- снеговая нагрузка – 1,8 кПа;
- нормативная глубина промерзания грунтов – 1,17-1,73 м.

Инженерно-геологические изыскания

Согласно представленным материалам Отчета по инженерно-геологическим изысканиям, площадки строительства представлены следующими грунтовыми условиями:

№ п/п	Участок	Описание грунтовых условий	Примечания
1	2,4-4,3 км	Гравийно-галечниковый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг.	ИГЭ-4б
2	4,3-7,7	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в	ИГЭ-2а ИГЭ-2а
3	7,7-8,5	Гравийно-галечниковый грунт с суглинистым заполнителем, с содержанием гальки до 30%, маловлажный, с включением валунов до 10% - бв	ИГЭ-4а ИГЭ-4а
4	8,50-10,8	В грунтах встречаются маломощные прослои суглинков. Песок средней крупности маловлажный -29а на глубине -0,5-3,5 Гравийно-галечниковый грунт с суглинистым заполнителем, с содержанием гальки до 30%, маловлажный, с включением валунов до 10% - бв залегают с глубины 2,5 м	ИГЭ-4а ИГЭ-4а
5	10,8-11,4	Песок средней крупности маловлажный -29а глубина заложения от 0,5м-3,5м Песок пылеватый маловлажный, водонасыщенный зеленовато-серого цвета - 29а глубина заложения от 3,5м. В грунтах встречаются маломощные прослои суглинков.	ИГЭ-3б
6	11,4 - 11,8	Гравийно-галечниковый грунт с суглинистым заполнителем, с содержанием гальки до 30%, маловлажный, с включением валунов до 10% - бв. В грунтах встречаются маломощные прослои суглинков и песка средней крупности.	ИГЭ-4а ИГЭ-4а
7	11,4-14,2	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 2,0 м. Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 1м. Грунтовые воды залегают на глубине 2 м	ИГЭ-2а ИГЭ-3б
8	14,2-15,2	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 5,0 м.	ИГЭ-2а ИГЭ-3б

№ п/п	Участок	Описание грунтовых условий	Примечания
		Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 2м	
9	15,2-17,6	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 4м. Гравийно-галечниковый грунт с суглинистым заполнителем, с содержанием гальки до 30%, маловлажный, с включением валунов до 10% - бв глубина заложения от 1,0 м.	ИГЭ-2а ИГЭ-4а
10	17,6-19,2	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 5,0 м.	ИГЭ-2а
11	19,2-24,9	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	ИГЭ-3б
12	24,9-26,6	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 4,2м. Скальный грунт глубина залегания от 2,7м до 5,0м	ИГЭ-3б ИГЭ-6
13	26,6-28,0	Скальный грунт глубина залегания от 0,1м до 5,0м	ИГЭ-6
14	28,0-29,2	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 1,5 м. Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 1,5м до 4,0м. Скальный грунт глубина залегания от 1,5м до 5,0м	ИГЭ-2а ИГЭ-3б ИГЭ-6
15	29,2-31,0	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 1,5 м.	ИГЭ-2а
16	31,0-32,0	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 0,1м до 3,7 м. Скальный грунт глубина залегания от 2,5м до 5,0м	ИГЭ-2а ИГЭ-6
17	32,0-33,2	Скальный грунт глубина залегания от 0,5м до 5,0м В грунтах встречаются маломощные прослойки суглинков.	ИГЭ-6
18	33,2-33,8	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 1,5м до 5,0м.	ИГЭ-3б
19	33,8-34,9	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 4,0м. Скальный грунт глубина залегания от 3,5м до 5,0м	ИГЭ-3б ИГЭ-6
20	34,9-35,9	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 2,7м. Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в глубина заложения от 2,7м до 3,5м. Скальный грунт глубина залегания от 3,5м до 5,0м	ИГЭ-3б ИГЭ-2а ИГЭ-6
21	35,9-46,5	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 4,0м Скальный грунт глубина залегания от 3,5м до 5,0м	ИГЭ-3б ИГЭ-6
22	46,5-49,1	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 5,0м.	ИГЭ-3б
23	49,1-52,6	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 4,0м. Дресва и щебень-элювий-13 глубиной заложения 1,5м – 3,5м.	ИГЭ-3б ИГЭ-5
24	52,6-53,2	Дресва и щебень-элювий-13 глубиной заложения 0,1м – 2,0м. Скальный грунт глубина залегания от 1,5м до 5,0м	ИГЭ-6 ИГЭ-5
25	53,2-55,5	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 2,0 м Скальный грунт глубина залегания от 1,5м до 5,0м	ИГЭ-3б ИГЭ-6
26	55,5-57,3	Песок средней крупности маловлажный -29а глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	ИГЭ-3б

№ п/п	Участок	Описание грунтовых условий	Примечания
27	57,3-60,4	Песок средней крупности маловлажный -29а , глубиной заложения от 0,2м до 2,0 м Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 2,0м до 5,0 м	ИГЭ-36 ИГЭ-2а
27	60,4-61,1	Скальный грунт глубина залегания от 1,5м до 5,0м	ИГЭ-6
28	61,1-64,9	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	ИГЭ-2а
29	64,9-66,0	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 3,8 м. Песок средней крупности маловлажный -29а , глубиной заложения от 2,8м до 5,0 м	ИГЭ-2а ИГЭ-36
30	66,0-73,1	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 30% -35, глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	
31	73,1-75,7	Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг, глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	ИГЭ-46
32	75,7-78,4	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 30% -35г, глубиной заложения от 0,1м до 4,2 м. Дресва и щебень-элювий-13. глубиной заложения от 1,7м до 5,0 м.	ИГЭ-26 ИГЭ-5
33	78,4-111,6	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 30% -35г, глубиной заложения от 1,7м до 5,0 м.	ИГЭ-26
34	111,6-113,4	Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг, глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м.	ИГЭ-46
35	113,4-145,7	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 30% -35г, глубиной заложения от 1,7м до 5,0 м. Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг. Грунтовые воды залегают на глубине 1 м	ИГЭ-26 ИГЭ-46
36	145,7-149,7	Песок средней крупности маловлажный -29а , глубиной заложения от 2,8м до 5,0 м. Грунтовые воды залегают на глубине 1-3,5 м	ИГЭ-36
37	149,7-159,4	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	ИГЭ-2а
38	159,4-179,8	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 2,0 м Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг. глубиной заложения от 1,0м до 5,0 м	ИГЭ-2а ИГЭ-46
39	179,8-202,1	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 2,0 м Песок средней крупности маловлажный -29а , глубиной заложения от 2,0м до 5,0 м	ИГЭ-2а ИГЭ-36
40	202,1-223,8	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 1,5 м Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг. глубиной заложения от 1,5м до 5,0 м	ИГЭ-2а ИГЭ-46
41	223,8-234,1	Песок средней крупности маловлажный -29а , глубиной заложения от 0,1м до 3,8м Песок пылеватый маловлажный, водонасыщенный зеленовато-серого цвета - 29а, глубиной заложения от 3,0м до 5,0м	ИГЭ-36
42	234,1-250,6	Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% -	ИГЭ-46 ИГЭ-36

№ п/п	Участок	Описание грунтовых условий	Примечания
		бг. глубиной заложения от 0,1м до 1,2 м Песок средней крупности маловлажный -29а , глубиной заложения от 0,1м до 3,8м	
43	250,6-281,5	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 2,7 м Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг. глубиной заложения от 2,5м до 5,0 м	ИГЭ-2а ИГЭ-46
44	281,5-285,1	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 2,7 м Скальный грунт глубина залегания от 1,0м до 5,0м	ИГЭ-2а ИГЭ-6
45	285,1-293,3	Суглинок твердый, полутвердый желтовато-бурого цвета с включением гальки до 10%, местами выходы скальника -35в, глубиной заложения от 0,1м до 1,5 м Дресва и щебень-элювий-13, глубиной заложения от 1,5м до 5,0 м	ИГЭ-2а ИГЭ-5
46	293,3-298,0	Дресва и щебень-элювий-13, глубиной заложения от 1,5м до 5,0 м	ИГЭ-5
47	298,0-302,6	Гравийно-галичнековый грунт с пылевато-глинистым заполнителем, с содержанием гальки до 40%, маловлажный, с включением валунов до 30% - бг. глубиной заложения от 0,1м до 5,0 м	ИГЭ-46

Характеристику инженерно-геологических элементов (ИГЭ) см. раздел 1.4.7

5.2 Строительные решения по линейным сооружениям

В данном разделе рассматриваются строительные решения площадок узлов линейных сооружений:

- крановые узлы КУ-1...КУ-10;
- узел подключения к МГ «Алматы-Талдыкорган»;
- узел запуска очистного устройства;
- узел приема очистного устройства с узлом сбора продуктов очистки газопровода (конденсатосборником).

Площадки УЗОУ, УПОУ представляют собой идентичные по форме и содержанию открытые технологические площадки, отличающиеся конструктивными решениями и размерами строительных элементов, в зависимости от инженерно-геологических условий.

Состав сооружений, расположенных на всех технологических площадках, смотреть в технологической части проекта и генеральном плане.

Выбор проектных решений, по устройству оснований и фундаментов проектируемых площадок строительства, принимается, с учетом инженерно-геологических условий.

Территории расположенных площадок по всей трассе трубопровода (КУ, УЗОУ и УПОУ, конденсатосборники, узел подключения к МГ) по всему периметру подлежат ограждению, на высоту 2,65 м. Ограждение состоит из стальных сетчатых панелей, устраиваемых на высоту 2150 мм, по стальным столбам, установленным в пробуренные скважины и забетонированными в грунте бетоном Кл. В 10, с дополнительным устройством по верху панелей ограждения из спирального барьера безопасности СББ «ЕГОЗА»500/10. Над воротами и калитками устраивается ограждение из АКЛ «ЕГОЗА».

5.2.1 Крановые узлы

Открытые технологические площадки, с расположенными на ней сооружениями. Категория производства - «А».

Уровень ответственности - I.

Для серийных фундаментов и плит, так же для монолитных железобетонных фундаментов принят

бетона кл. В25 (С20/25), W6, F100 на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ22266-76).

Бетонная подготовка – из кл. бетона В7,5 (С8/10), для бетонной подливки принять бетон кл. В15 (С12/15) на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ22266-76).

Блок-бокс, под укрытие блока связи и автоматики с габаритными размерами 3,0м х 6,0 м, стальной отапливаемый, полного заводского изготовления.

Укрытие для связи и автоматики устанавливаются на сборные железобетонные плиты, уложенные на уплотненное щебеночное основание, с проливкой битумом.

5.2.2 Площадка узла подключения к МГ «Алматы-Талдыкорган»

Открытая технологическая площадка, с расположенными на ней сооружениями. Категория производства площадки - «А».

Уровень ответственности - I.

Для серийных фундаментов и плит, так же для монолитных железобетонных фундаментов принят бетона кл. В25 (С20/25), W6, F100 на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ22266-76).

Бетонная подготовка – из кл. бетона В7,5 (С8/10), для бетонной подливки принять бетон кл. В15 (С12/15) на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ22266-76).

Укрытие для связи и автоматики устанавливаются на сборные железобетонные плиты, уложенные на уплотненное щебеночное основание, с проливкой битумом.

5.2.3 Площадки узла запуска очистного устройства (УЗОУ), узла приема очистного устройства (УПОУ)

Представляет собой открытую технологическую площадку, в составе которой сооружения, несущие и вспомогательные элементы, обеспечивающие крепление технологического оборудования и его устойчивость, технологический цикл и безопасность на период эксплуатации и ремонтно-технических работ трубопровода:

Категория производства - «А».

Уровень ответственности - I.

Для серийных фундаментов и плит, так же для монолитных железобетонных фундаментов принят бетона кл. В25 (С20/25), W6, F100 на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ22266-76).

Анкерный блок - подземное железобетонное сооружение, монолитное из бетона Кл. В25. W4. F75.

Опоры - надземные железобетонные из бетона Кл. В12.5 W4. F75 и одностоечные с траверсами, из стальных элементов горячекатаного профильного проката, установленные на железобетонные монолитные фундаменты из бетона Кл. В12.5 W4. F75 и соединенные с ними анкерными болтами.

5.2.4. Конденсатосборник

Открытая технологическая площадка, с габаритными размерами в плане 56.0х13.0 м.

Для перехода через трубопровод на узле удаления шлама устраивается переходная площадка и откидной мостик для обслуживания автотранспорта.

-фундаменты монолитные железобетонные из бетона Кл. В20, W4, F75 на сульфатостойком портландцементе (ГОСТ22266-76).

-переходная площадка с лестницей и откидной мостик из стального горячекатаного профильного проката. Настил площадки и откидного мостика выполняется из просеочно-вытяжной стали ПВ 2 506 ТУ 5262-001-23083253-96.

5.3 Мероприятия по проектированию в условиях опасных геофизических воздействий

5.3.1 Проектирование на просадочных грунтах

На площадках, расположенных на участках с просадочными свойствами грунтов, необходимо предусмотреть комплекс мероприятий, исключающих влияние просадочных свойств грунтов на эксплуатационную пригодность сооружений, включающий частичное устранение просадочных свойств грунтов, водозащитные и конструктивные мероприятия. Устранение просадочных свойств грунтов выполняется с помощью уплотнения основания тяжелыми трамбовками до плотности грунта в основании.

Водозащитные мероприятия предусматривают:

- обратная засыпка пазух фундаментов, выполняется сухим непучинистым грунтом с оптимальной влажностью отдельными слоями и уплотнением до плотности сухого грунта не менее $1,6\text{т/м}^3$.

5.3.2 Проектирование в сейсмических районах

Проектирование и строительство проектируемых сооружений в зонах с сейсмическим воздействием 7...8 баллов, и проектирование оснований фундаментов зданий и сооружений в обязательном порядке предусматривается с учетом антисейсмических мероприятий, исходящими требованиями СП РК 2.03-30-2017 и СП РК 5.01-102-2013.

При разработке конструктивных проектных решений сооружений, сейсмичность площадок строительства принимается с учетом категории грунтов по сейсмическим свойствам.

5.3.3 Анतिकоррозионные мероприятия

Все наружные поверхности бетонных и железобетонных изделий и конструкций, соприкасающихся с грунтом, имеющим агрессивность к бетонам, поверхности стальных элементов конструкций подлежат обязательной защите от коррозии коррозионностойкими материалами.

Защитные покрытия предусматриваются с учетом вида и степени агрессивности среды в новых условиях эксплуатации, с применением прогрессивных методов защиты.

Защиту поверхности строительных конструкций, изготавливаемых на заводе, следует осуществлять в заводских условиях.

При выборе защитных коррозионных материалов следует отдавать предпочтение материалам отечественного производства, не уменьшающих качества защитных эксплуатационных характеристик.

5.3.4 Мероприятия по электро-, взрыво- и пожарной безопасности

Все несущие конструктивные элементы блок-боксов, выполненные в заводском исполнении и другие сооружения выполняются из негорюемых материалов. В качестве теплоизоляционного заполнения наружных ограждающих конструкций принят негорюемый минеральный материал из базальтового волокна группы (НГ).

Здания АГРС с категорией производства «А» и «Б» по конструктивному решению имеющие степень огнестойкости – Ша подлежат обязательному покрытию защитными составами, обеспечивающими повышение степени огнестойкости здания.

В АГРС предусматриваются легко сбрасываемые наружные ограждающие конструкции.

6. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

6.1. Исходные данные

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку Проекта на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение

Разработанная документация выполнена в соответствии с действующими нормативными материалами:

- СН РК 3.05-01-2013 “Магистральные трубопроводы”
- ПУЭ РК 2015
- СН РК 4.04-07-2019 “Электротехнические устройства”.
- СП РК 2.04-103-2013 “Устройство молниезащиты зданий и сооружений”.

Для электроснабжения кранового узла в качестве основного источника питания предусматривается мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП-25-10/0,4кВ мощностью 25кВА по 3-ей категории электроснабжения согласно выданных ТУ. Для оборудования телеметрии, связи и КИПиА в здании шелтера предусмотрен источник бесперебойного питания, который поставляется комплектно со зданием шелтера.

Потребителями электроэнергии на площадках кранового узла являются:

- шелтер с оборудованием телеметрии и связи, так же шкафа КИПиА.
- шкаф с двумя станциями катодной защиты УКЗ-2
- освещение площадки кранового узла

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м.

Освещение площадки Антенно-мачтового сооружения АМС осуществляется светильником типа Philips BRP381 LED133/NW 95W IP66, установленным на опоре.. Освещение управляется с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного на стене шелтера.

Для обеспечения равномерного освещения территории кранового узла во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применена прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Заземление площадок крановых узлов выполняются оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.

Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

Заземление прокладывается на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли..

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”

В качестве объекта электроснабжения в данном проекте рассмотрен магистральный газопровод, который охватывает следующие установки и оборудование:

- узлы запуска и приема очистного устройства;
- АГРС – 6 шт
- освещение площадок КУ;
- Внеплощадочные сети электроснабжения ВЛ-10кВ
- средства ЭХЗ

Система электроснабжения АГРС по второй категории. Так как в комплект заводской поставки входит газовый генератор (резервный источник питания). САУ ГРС, охранно-пожарную сигнализацию и систему вычисления расхода газа сажаем на первую категорию (предусматривается поставка ИБП)

6.2. Узел запуска очистного устройства (УЗОУ)

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение Узел запуска очистительной установки УЗОУ.

Для электроснабжения узла запуска очистительной установки КЗОУ в качестве основного источника питания предусматривается мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП-25-10/0,4кВ мощностью 25кВА по 3-ей категории электроснабжения согласно выданных ТУ. Для оборудования телеметрии, связи и КИПиА в здании шелтера предусмотрен источник бесперебойного питания, который поставляется комплектно со зданием шелтера.

Потребителями электроэнергии на площадках являются:

- шелтер с оборудованием телеметрии и связи, так же шкафа КИПиА.
- шкаф с двумя станциями катодной защиты УКЗ-1
- освещение площадки

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Освещение площадки шелтера осуществляется светильником типа Philips BRP381 LED133/NW 95W IP66, установленным на опоре. Освещение управляется с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного на стене шелтера. Для обеспечения равномерного освещения территории кранового узла во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применена прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Заземление площадок крановых узлов выполняются оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.

Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

Заземление прокладывается на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.. При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

6.3. Узел приема очистного устройства (УПОУ)

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №25-57/57 от 09.02.2023, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение амеры приема очистительной установки КПОУ.

3 Для электроснабжения камеры приема очистительной установки КПОУ в качестве основного источника питания предусматривается мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП-25-10/0,4кВ мощностью 25кВА по 3-ей категории электроснабжения согласно выданных ТУ. Для оборудования телеметрии, связи и КИПиА в здании шелтера предусмотрен источник бесперебойного питания, который поставляется комплектно со зданием шелтера.

Потребителями электроэнергии на площадках кранового узла являются:

- шелтер с оборудованием телеметрии и связи, так же шкафа КИПиА.
- шкаф с двумя станциями катодной защиты УКЗ-11
- освещение площадки кранового узла

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Освещение площадки шелтера осуществляется светильником типа Philips BRP381 LED133/NW 95W IP66, установленным на опоре.. Освещение управляется с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного на стене шелтера.

Для обеспечения равномерного освещения территории кранового узла во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применена прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с молниеотводом

Заземление площадок крановых узлов выполняются оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от

поверхности земли. Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом. Заземление прокладывается на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли..

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

6.4. Автоматизированные газораспределительные станции (АГРС)

АГРС Ушарал

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №25-57/57 от 09.02.2023г., выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение АГРС Ушарал.

Для электроснабжения АГРС Ушарал в качестве основного источника питания предусматривается комплектная одно-трансформаторная подстанция типа КТПН-63-10-0,4кВ мощностью 63кВА, в качестве резервного источника принята газо-генераторная установка мощностью 49,0 кВт.

Потребителями электроэнергии на газораспределительной станции Ушарал являются:

- операторная, поставляемая комплектно с оборудованием КИПиА.
- шелтер с оборудованием телеметрии и связи
- технологические площадки
- шкаф с двумя станциями катодной защиты
- освещение газораспределительной станции

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Для обеспечения равномерного освещения территорий во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применены прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного в здании КТПН.

Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.

Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом. При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

АГРС Койлык

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №25-54/54 от 09.02.2023, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение АГРС Койлык.

Для электроснабжения АГРС Койлык в качестве основного источника питания предусматривается комплектная одно-трансформаторная подстанция типа КТПН-63-10-0,4кВ мощностью 63кВА, в качестве резервного источника принята газо-генераторная установка мощностью 49,0 кВт.

Потребителями электроэнергии на газораспределительной станции Койлык являются:

- операторная, поставляемая комплектно с оборудованием КИПиА.
- шелтер с оборудованием телеметрии и связи
- технологические площадки
- шкаф с двумя станциями катодной защиты
- освещение газораспределительной станции

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м.

Для обеспечения равномерного освещения территорий во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применены прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного в здании КТПН.

Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4х40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.

Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНИП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

АГРС Сарканд

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №09-25-54/54 от 09.02.2023, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение АГРС Сарканд.

Для электроснабжения АГРС Сарканд в качестве основного источника питания предусматривается комплектная одно-трансформаторная подстанция типа КТПН-63-10-0,4кВ мощностью 63кВА, в качестве резервного источника принята газо-генераторная установка мощностью 49,0 кВт.

Потребителями электроэнергии на газораспределительной станции Сарканд являются:

- операторная, поставляемая комплектно с оборудованием КИПиА.
- шелтер с оборудованием телеметрии и связи
- технологические площадки
- шкаф с двумя станциями катодной защиты
- освещение газораспределительной станции

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м.

Для обеспечения равномерного освещения территорий во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применены прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного в здании КТПН.

Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4х40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли. Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНИП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

АГРС Кабанбай

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №09-25-114/114 от 24.02.2022, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение АГРС Кабанбай.

Для электроснабжения АГРС Кабанбай в качестве основного источника питания предусматривается комплектная одно-трансформаторная подстанция типа КТПН-63-10-0,4кВ мощностью 63кВА, в качестве резервного источника принята газо-генераторная установка мощностью 49,0 кВт.

Потребителями электроэнергии на газораспределительной станции Кабанбай являются:

- операторная, поставляемая комплектно с оборудованием КИПиА.
- шелтер с оборудованием телеметрии и связи
- технологические площадки
- шкаф с двумя станциями катодной защиты
- освещение газораспределительной станции

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Для обеспечения равномерного освещения территорий во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применены прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с молниеотводом. Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного в здании КТПН. Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли. Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом. При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”

АГРС Жансугуров

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Техническим условиям выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение АГРС жансугуров

Для электроснабжения АГРС в качестве основного источника питания предусматривается комплектная одно-трансформаторная подстанция типа КТПН-63-10-0,4кВ мощностью 63кВА, в качестве резервного источника принята газо-генераторная установка с полной мощностью 49,0 кВт.

Потребителями электроэнергии на газораспределительной станции Жансугуров являются:

- операторная, поставляемая комплектно с оборудованием КИПиА.
- шелтер с оборудованием телеметрии и связи
- технологические площадки
- шкаф с двумя станциями катодной защиты
- освещение газораспределительной станции

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м.

Для обеспечения равномерного освещения территорий во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применены прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного в здании КТПН. Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли. Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

АГРС Капал

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №09-25-265/265 от 18.05.2023, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение АГРС Капал.

Для электроснабжения АГРС Капал в качестве основного источника питания предусматривается комплектная одно-трансформаторная подстанция типа КТПН-63-10-0,4кВ мощностью 63кВА, в качестве резервного источника принята газо-генераторная установка мощностью 49,0 кВт.

Потребителями электроэнергии на газораспределительной станции Капал являются:

- операторная, поставляемая комплектно с оборудованием КИПиА.
- шелтер с оборудованием телеметрии и связи
- технологические площадки
- шкаф с двумя станциями катодной защиты
- освещение газораспределительной станции

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Для обеспечения равномерного освещения территорий во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применены прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного в здании КТПН.

Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли. Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

УЗОУ КАПАЛ

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №25-265/265 от 18.05.2023, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение Узел запуска очистного сооружения УЗОУ.

Разработанная документация выполнена в соответствии с действующими нормативными материалами:

Для электроснабжения Узла запуска очистительной установки УЗОУ в качестве основного источника питания предусматривается мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП-25-10/0,4кВ мощностью 25кВА по 3-ей категории электроснабжения согласно выданных ТУ. Для оборудования телеметрии, связи и КИПиА в здании шелтера предусмотрен источник бесперебойного питания, который поставляется комплектно со зданием шелтера.

Потребителями электроэнергии на площадке являются:

- шелтер с оборудованием телеметрии и связи, так же шкафа КИПиА.
- шкаф с двумя станциями катодной защиты УКЗ-2.1
- освещение площадки УЗОУ

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м.

Для обеспечения равномерного освещения территории во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применена прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного на стене шелтера.

Заземление выполняется оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.

Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

УПОУ КАПАЛ

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия №25-265/265 от 18.05.2023, выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение амеры приема очистительной установки КПОУ.

Для электроснабжения камеры приема очистительной установки КПОУ в качестве основного источника питания предусматривается мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП-25-10/0,4кВ мощностью 25кВА по 3-ей категории электроснабжения согласно выданных ТУ. Для оборудования телеметрии, связи и КИПиА в здании шелтера предусмотрен источник бесперебойного питания, который поставляется комплектно со зданием шелтера.

Потребителями электроэнергии на площадках кранового узла являются:

- шелтер с оборудованием телеметрии и связи, так же шкафа КИПиА.
- шкаф с двумя станциями катодной защиты УКЗ-11
- освещение площадки кранового узла

5 Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Для обеспечения равномерного освещения территории во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применена прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Система наружного освещения осуществляется светодиодными прожекторами, установленными на прожекторной мачте и управляются с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного на опоре МТП-25.

Для обеспечения защиты от ударов молний зданий и сооружений применены отдельностоящие молниеприемники типа ММСПА-12.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ПРОЕКТУ

Наименование	Ед. изм.
Категория электроснабжения	II
Напряжение питания	0.4кВ
Расчетная мощность	27.50кВт
Расчетный ток	49.16 А
Коэффициент мощности	0.85cos φ
Протяженность КЛ-0,4 кВ	179м

6.5. Внеплощадочные сети электроснабжения ВЛ-10кВ

Электротехническая часть рабочего проекта по внеплощадочным сетям электроснабжения ВЛ-10кВ разработана на основании:

- техническое задание на проектирование, выданным АО ТАТЭК;
- заданий, выданных смежными отделами;

Проектируемая ВЛ-10кВ расположена в следующем районе климатических условий десятилетней повторяемости РКУ по гололеду - II; РКУ по ветру - III; Толщина стенки гололеда - 10мм2.

Электроснабжение проектируемых объектов осуществляется от существующих сетей ВЛ 10 кВ АО ТАТЭК, путем строительства радиальной ВЛ от основной магистрали.

Таблица 6.5.1 - Основные пересечения по трассе ВЛ-10кВ

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
1	0	0-1	3	Ескельдинский	Арык -1,5м	8,80	РГП "Казводхоз"
2	0	4-5	3	Ескельдинский	А/Д (разворотная площадка)	7,00	АО "Интергаз Центральная Азия"
3	0	5-6	3	Ескельдинский	А/Д (разворотная площадка)	7,00	АО "Интергаз Центральная Азия"
4	0.75	0-1	3	Ескельдинский	Арык -1,5м	7,20	РГП "Казводхоз"
5	239.2	20-21	4	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд в сторону н.п. Алмалинка, А кат.	11,23	ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу"
6	240.1	22-23	4	Ескельдинский	Кабель связи	2,5	АО "Казахтелеком"
7	242.5	28-29	4	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	8,81	ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу"
8	242.5	29-30	4	Ескельдинский	1. А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат. 2. Кабель связи	1. 8,8 2. 9,5	1. ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу" 2. АО "Казахтелеком"
9	243.2	30-31	4	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	8,8	ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу"

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
10	244.5	33-33.2	4	Ескельдинский	Кабель связи	2,85	АО "Казахтелеком"
11	249.2	43-44	4	Ескельдинский	Кабель связи	2,89	АО "Казахтелеком"
12	249.8	44-45	4	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	10,49	ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу"
13	250.2	45-46	4, 5	Ескельдинский	1. Кабель связи 2. А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	1. 2,9 2. 10,5	1. АО "Казахтелеком" 2. ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу"
14	252.0	49-50	5	Ескельдинский	1. Кабель связи 2. А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	1. 2,9 2. 9,85	1. АО "Казахтелеком" 2. ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу"
15	252.0	50-51	5	Ескельдинский	1. А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат. 2. Кабель связи	1. 9,85 2. 2,9	1. ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу" 2. АО "Казахтелеком"
16	253.0	52-53	5	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к	9,88	ГУ "Управление пассажирского транспорта и автомобильных"

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
					производственной зоне, А кат.		дорог области Жетысу”
17	255.0	58-59	5	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	9,9	ГУ “Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу”
18	256.3	61-62	5	Ескельдинский	Кабель связи	3,49	АО “Казахтелеком”
19	262.0	73-74	5	Ескельдинский	Кабель связи	2,83	АО “Казахтелеком”
20	262.8	75-76	5	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд к производственной зоне, А кат.	8,80	ГУ “Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу”
21	265.8	86-87	5	Ескельдинский	Кабель связи	3,49	АО “Казахтелеком”
22	283.4	110-111	5	Ескельдинский	Кабель связи	3,49	АО “Казахтелеком”
23	283.4	111-112	5	Ескельдинский	Кабель связи	3,49	АО “Казахтелеком”
24	478.5	3-4	6	Ескельдинский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд в сторону с/х угодий, А кат.	7,08	ГУ “Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог области Жетысу”
25	487.0	20-21	6	Ескельдинский	ВЛ 110 кВ	2,14	АО «ТАТЭК»
26	500.0	9-10	7	Ескельдинский	А/Д (разворотная площадка)	7,00	АО “Интергаз Центральная Азия”

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
27	749.4	3-4	8	Аксуский	А/Д "Жансугуров - Кокозек", 4 кат	7,00	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
28	767.0	52-53	8	Аксуский	р. б/н	7,30	-
29	767.7	53-54	8	Аксуский	р. б/н	7,30	-
30	1098.9	10-11	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
31	1097.5	15-16	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
32	1093.5	32-33	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
33	1086.7	46-47	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
34	1080.0	59-60	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
35	1076.5	66-70	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
36	1071.0	77-78	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
37	1069.5	80-81	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
38	1059.5	100-101	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
39	1053.5	111-112	9.2	Аксуский	р. б/н	7,30	-
40	1343.2	1-2	10	Аксуский	ЖБ канал	7,15	РГП "Казводхоз"
41	1343.6	2-3	10	Аксуский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд в сторону н.п. Актоган, А кат.	7,10	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
42	1702.1	6-7	11.1	Саркандский	Ручей	7,23	-
43	1697.4	17-18	11.1	Саркандский	Ручей	7,23	-
44	1680.8	50-51	11.1	Саркандский	Ручей	7,23	-
45	1655.4	109-109.2	11.2	Саркандский	Трубопровод канализации	3,49	ГКП НПХВ «Сарқан Су құбыры»
46	1654.8	109.2-110	11.2	Саркандский	А/Д съезд с А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», съезд в сторону н.п. Бирлик, А кат.	7,10	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
47	1652.9	129-130	11.2	Саркандский	Ручей	8,10	-
48	1639.4	162-163	11.2	Саркандский	Газопровод	7,15	АО "Интергаз Центральная Азия"

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
49	1639.4	165-166	11.2	Саркандский	ВЛ 10кВ	2,24	АО «ТАТЭК»
50	1638.0	167-168	11.2	Саркандский	р. Сарканд	17,30	-
51	1634.1	177-178	11.2	Саркандский	Газопровод	7,15	АО «Интергаз Центральная Азия»
52	1634.0	178-184	11.2	Саркандский	Арык -0,5м	7,00	ГКПВХ «Сарканирригация»
53	1633.9	182-183	11.2	Саркандский	1. А/Д (разворотная площадка) 2. Арык -0,5м	1. 7,07 2. 7,00	1. АО «Интергаз Центральная Азия» 2. ГКПВХ «Сарканирригация»
54	2032.4	2-3	12	Саркандский	А/Д «Какимжан - Койлык», 4 кат	9,85	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
55	2035.8	11-12	12	Саркандский	А/Д (разворотная площадка)	7,30	АО «Интергаз Центральная Азия»
56	1848.3	52-53	13	Саркандский	Водопровод	7,00	ГКП НПХВ «Сарқан Су құбыры»
57	1880.0	117-118	14	Саркандский	Ручей	7,20	-
58	1893.0	146-147	14	Саркандский	Ручей	7,20	-
59	1894.8	149-150	14	Саркандский	Ручей	7,20	-
60	1910.8	191-192	14	Саркандский	Газопровод	6,00	АО «Интергаз Центральная Азия»
61	1911.2	195-точка подкл.	14	Саркандский	А/Д (разворотная площадка)	7,30	АО «Интергаз Центральная Азия»
62	2196.3	2-3	15	Алакольский	Канал	10,88	РГП «Казводхоз»
63	2195.9	3-4	15	Алакольский	А/Д (разворотная площадка)	7,30	АО «Интергаз Центральная Азия»

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
64	2480.8	2-3	16	Алакольский	А/Д "Кабанбай - Акжар", 4 кат	9,85	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
65	2480.7	55-56	16	Алакольский	Кабель Элек	4,00	АО "Казахтелеком"
66	2480.7	57-58	16	Алакольский	ВЛ 10кВ	2,15	АО «ТАТЭК»
67	2480.7	65-66	16	Алакольский	1. А/Д А-3 «Алматы -Усть - Каменогорск», А кат. 2. Кабель Элек	1. 10,00 2. 10,7	1. Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол» 2. АО "Казахтелеком"
68	2480.7	92-93	17.1	Алакольский	р. б/н	14,00	-
69	2493.0	151-152	17.2	Алакольский	р. Шынжылы	12,65	-
70	2493.2	160-161	17.2	Алакольский	ВЛ 10кВ	2,80	АО «ТАТЭК»
71	2495.3	171-172	17.2	Алакольский	Газопровод	12,45	АО "Интергаз Центральная Азия"
72	2686.0	4-5	17.2	Алакольский	А/Д "А-3 - Кызылаши", 4 кат	11,28	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
73	2692.5	17-18	18.1	Алакольский	Ручей	7,00	-
74	2703.0	39-40	18.1	Алакольский	А/Д "А-3 - Кызылаши", 4 кат	9,85	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
75	2722.2	83-84	18.2	Алакольский	Кабель связи	3,32	АО "Казахтелеком"
76	2722.5	84-85	18.2	Алакольский	Кабель связи	3,32	АО "Казахтелеком"
77	2722.9	85-86	18.2	Алакольский	Кабель связи	3,23	АО "Казахтелеком"
78	2734.4	100-101	18.2	Алакольский	Газопровод	13,36	АО "Интергаз Центральная Азия"
79	3006.8	9-10	19.1	Алакольский	р. б/н	8,00	-

№	ПК проект. МГ	Интервал опор проект. ВЛ	Лист	Район	Тип пересечения	Высота от нижнего провода проект. ВЛ до верхней образующей пересекаемого сооружения	Балансодержатель, ТУ
80	3012.4	27-28	19.2	Алакольский	Арык -0,5м	7,00	ГКПВХ "Сарканирригация"
81	3019.0	47-49	19.2	Алакольский	р. б/н (2 пересеч.)	8,00	-
82	3019.0	50-51	19.2	Алакольский	А/Д "Ынтылы - Жайпак", 4 кат	9,85	Алматинский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол»
83	3024.4	67-68	19.2	Алакольский	А/Д (разворотная площадка)	9,16	АО "Интергаз Центральная Азия"
84	3024.4	72-73	19.2	Алакольский	А/Д (разворотная площадка)	9,00	АО "Интергаз Центральная Азия"

Проектом предусматривается электроснабжение потребителей линейной части крановых узлов, а также потребителей станций АГРС и УЗПОУ. Основными потребителями электроэнергии крановых узлов является телекоммуникационное и измерительное электрооборудование шелтора, а также ЭХЗ.

Потребителями электроэнергии станций АГРС и УЗПОУ являются электропривода технологического оборудования.

Потребляемая мощность оборудования линейной части крановых узлов составляет 5 кВт.

По степени надежности площадка КУ относится ко 3-й категории электроснабжения.

На площадке КУ устанавливается мачтовая ТП 10/0,4кВ мощностью 25 кВА и резервный ГГУ мощностью 13,5 кВА. Перевод на резервный источник электроэнергии осуществляется автоматически через АВР.

Потребляемая мощность оборудования площадки АГРС составляет 28,1 кВт.

По степени надежности станции АГРС относятся ко 2-ой категории электроснабжения. Электроснабжение станции выполняется от проектируемой КТПН 10/0,4кВ мощностью 63 кВА, кроме АГРС Жансугуров и Ушарал, резервным источником которых является ГГУ мощностью 40 кВт. Переход на резервный источник электроэнергии осуществляется автоматически через АВР.

Проектируемая радиальная ВЛ 10 кВ выполняется ж.б опорами типа ПоБ10-1, УАТБ10-1, КТБ10-21 на стойках СВ110-2 с подвеской самонесущего изолированного провода марки СИП-3 сечением 3х50мм².

Закрепление промежуточных опор в грунте предусмотрено без ригелей.

Коммерческий учет электроэнергии предусмотрен 3-х фазным, многотарифным счетчиками типа Меркурий 230 с выводом данных через последовательный интерфейс RS485 установленные в КТП

Для заземления опор на стойке в верхней ее части предусмотрен заземляющий проводник, в нижней части - заземляющий выпуск. Заземляющие устройства привариваются к заземляющему выпуску на стойке. Траверы и другие стальные элементы опор соединяются с заземляющим проводником. Протяженность радиальной линии ВЛ к каждому объекту КУ и АГРС указаны в структурной схеме.

6.6. КРАНОВЫЕ УЗЛЫ (КУ-1,КУ-2,КУ-3,КУ-4,КУ-5,КУ-6,КУ-7,КУ-8,КУ-9,КУ-10)

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку ПСД на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Техническим условиям, выданные ГУ “Управление энергетикой и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области” на электроснабжение кранового узла КУ-1.

Для электроснабжения кранового узла в качестве основного источника питания предусматривается мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП-25-10/0,4кВ мощностью 25кВА по 3-ей категории электроснабжения согласно выданных ТУ. Для оборудования телеметрии, связи и КИПиА в здании шелтера предусмотрен источник бесперебойного питания, который поставляется комплектно со зданием шелтера.

Потребителями электроэнергии на площадках кранового узла являются:

- шелтер с оборудованием телеметрии и связи, так же шкафа КИПиА.
- шкаф с двумя станциями катодной защиты УКЗ-2
- освещение площадки кранового узла

Электрические сети выполняются бронированными силовыми кабелями с медными жилами в траншее, на глубине 0,7м. Освещение площадки Антенно-мачтового сооружения АМС осуществляется светильником типа Philips BRP381 LED133/NW 95W IP66, установленным на опоре.. Освещение управляется с ящика управления освещением ЯУО9601, установленного на стене шелтера. Для обеспечения равномерного освещения территории кранового узла во всех направлениях, защиты от ударов молний зданий, сооружений. применена прожекторная мачта ПМЖ-16,6 с молниеотводом.

Заземление площадок крановых узлов выполняются оцинкованными стержнями диаметром 16мм длиной 2.4м соединенными оцинкованной полосой 4x40мм, прокладываемой на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.

Величина сопротивления заземляющего устройства силовой сети не должна превышать 4.0 Ом.

Заземление прокладывается на глубине 0,5-0,7м от поверхности земли.. При производстве работ должны соблюдаться требования СП РК 3.05-101-2013 “Магистральные трубопроводы” и СНиП РК 1.03-05-2001 “Охрана труда и техника безопасности в строительстве”.

7. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ

Основанием для разработки документации являются Техническое задание на разработку Проекта на “Строительство магистрального газопровода “Талдыкорган - Ушарал”, так же Технические условия , выданные ГУ “Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Алматинской области”№

Разработанная документация выполнена в соответствии с действующими нормативными материалами:

-ПУЭ РК правила устройства эдекроустанговок с изм. 03.01.2023

- ВСН 116-87 Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи

-ГОС 21.603-80 Связь и сигнализация.Рабочие чертежи

Целью разработки настоящего раздела проекта является разработка технических решений по:

- управлению магистральным газопроводом «Талдыкорган-Ушарал», как полностью автоматизированным технологическим звеном, работающим под контролем ПУ и управлением диспетчеров ДС ЛПУ УМГ “Алматы”;
- внедрению высокоэффективной и надежной человеко-машинной системы контроля и управления на базе промышленных программируемых контроллеров и современных информационных технологий;
- обеспечению надежной работы и безопасности эксплуатации магистрального газопровода и АГРС за счет автоматического обнаружения неисправностей, предотвращения и локализации аварийных и нештатных ситуаций, получения в необходимом объеме оперативной и ретроспективной информации о состоянии технологического оборудования.

7.1.Объекты автоматизации

В качестве объекта автоматизации в данном проекте рассмотрен магистральный газопровод, который охватывает следующие установки и оборудование:

- технологический узел учета газа;
- крановые площадки;
- узлы запуска и приема очистного устройства;
- объекты электроснабжения, станции катодной защиты;
- АГРС – 6 шт.

Состав основного технологического оборудования и сооружений по зонам ответственности:

ЛКП КЗОУ	Узел учета газа Камера запуска очистного и диагностического устройства Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
ЛКП КУ №1	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
ЛКП КУ №2	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
КУ №3	ААЗК, местные приборы
ЛКП КУ №4, отвод на АГРС “Капал”	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном и охранным краном на АГРС Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
АГРС “Капал”	САУ поставляется комплектно с АГРС
ЛКП КУ №5	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
ЛКП КУ №6	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
ЛКП КУ №7, отвод на АГРС “Жансугуров”	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном и охранным краном на АГРС Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
АГРС “Жансугуров”	САУ поставляется комплектно с АГРС
ЛКП КУ №8	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
КУ №9	ААЗК, местные приборы
КУ №10	ААЗК, местные приборы
ЛКП КУ №11	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
ЛКП КУ №12, отвод на АГРС “Сарканд”	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном и охранным краном на АГРС Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
АГРС “Сарканд”	САУ поставляется комплектно с АГРС
КУ №13	ААЗК, местные приборы
ЛКП КУ №14, отвод на АГРС “Койлык”	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном и охранным краном на АГРС

	Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
КУ №15	ААЗК, местные приборы
ЛКП КУ №16	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
ЛКП КУ №17, отвод на АГРС “Кабанбай”	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном и охранным краном на АГРС Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
АГРС “Кабанбай”	САУ поставляется комплектно с АГРС
ЛКП КУ №18	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
КУ №19	ААЗК, местные приборы
ЛКП КУ №20	Типовой линейный крановый узел с пневмогидроприводным краном Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты
АГРС “Ушарал”	САУ поставляется комплектно с АГРС
ЛКП КПОУ	Охранный кран на АГРС Камера приема очистного и диагностического устройства Блок-бокс с оборудованием автоматизации, связи, электроснабжения и антикоррозийной защиты

8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ

8.1.ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ

Для организации систем производственной технологической связи на объектах газопровода “Талдыкурган-Ушарал” предусматривается прокладка волоконно-оптического кабеля не менее 16 волокон до УЗОУ. Расстояние линии связи между от проектируемыми УПОУ и УЗОУ составляет 306,82 км.

Проектируемая кабельная линия предусматривается вдоль магистрального газопровода, с левой стороны по ходу движения газа, на расстоянии 9 м. Прокладывается в траншее глубиной 1,2 м, в защитной ПЭТ Ø 40мм. Поверх трубы на высоте 0,5 м от глубины залегания кабеля прокладывается неметаллическая сигнальная лента с надписью “ОСТОРОЖНО! ОПТИЧЕСКИЙ КАБЕЛЬ!”.

Согласно техническому заданию емкость проектируемого волоконно-оптического кабеля составляет не менее 24 волокна. Трасса ВОЛС по всей длине маркируется замерными столбиками, устанавливаемыми через 250 м, а также в местах пересечений с инженерными сооружениями и в местах поворота трассы. Разработка грунта ведется ручным способом и экскаватором, пересечение с автодорогами выполняется методом ГНБ. В местах пересечения методом ГНБ, вместо сигнальной ленты используется провод П-274. В существующих зданиях предусмотрено оставить технологический запас оптического кабеля в количестве 8м. Места пересечений с автодорогами и коммуникациями обозначаются маркерами. На вводе в шелтер, проектом предусматривается защитить оптический кабель стальной трубой диаметром 32 мм. При прокладке оптического кабеля от точки ввода до технологического отверстия шелтера, предусматривается защита кабеля металлической гофрированной трубой диаметром 25мм. В шелтере предусматривается оставить технологический запас оптического кабеля в количестве 15м.

Основные технико-экономические показатели проекта			
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Оптический 24-х волоконный кабель	км	306,82
2	Полиэтиленовая труба	км	300,875
3	Водогазопроводная труба	км	2,412
4	Сигнальная лента	км	303,287
5	Шелтер связи и телемеханики	шт.	11
6	Муфта оптическая	шт.	168

На каждом технологическом объекте, оснащенный шелтером связи и телемеханики, кабель заводится в телекоммуникационный шкаф и расключается на оптический кросс. Активное оборудование, устанавливаемое в телекоммуникационный шкаф, учтено в станционной части проекта.

В целях интеграции в существующую производственную технологическую систему связи АО “ИЦА” предусматривается подключение проектируемой ВОЛС в оборудование на существующей УПОУ МГ “Талдыкурган-Алматы”.

До начала производства земляных работ, строительной организации необходимо уточнить места и глубину заложения существующих подземных коммуникаций. Строительные работы в зоне существующих инженерных коммуникаций должны выполняться с соблюдением требований эксплуатирующих организаций, при этом предварительное шурфование является обязательным.

После прокладки защитной ПЭТ, над траншеей должен быть образован валик из грунта для компенсации последующей усадки. Все поврежденные при разработке траншеи, кюветы, водоспуски, арыки, каналы, насыпи и т.д. должны быть восстановлены. Проектом предусмотрена рекультивация земель, нарушенных при прокладке кабеля. Все работы выполнять в соответствии с «Руководством по строительству линейных сооружений магистральных и внутризоновых кабельных линий связи». После прокладки ВОЛС необходимо выполнить исполнительную топосъемку и зарегистрировать трассу в установленном порядке в архитектуре города.

Электроснабжение оборудования связи шелтеров обеспечивается проектируемой системой электропитания со щитов ЩРн (см.ЭМ).

Электроснабжение оборудования связи в блоках операторных обеспечивается проектируемой системой электропитания со щитов ШВУ (см.АТХ лист БМГЖ-ПР.3945.000 Э5...БМГЖ-ПР.3950.000 Э5).

8.2. Автоматизированные газораспределительные станции(АГРС)

Настоящий проект разработан на основании задания на проектирование, Технико-экономического обоснования «Строительство газопровода «Талдыкорган-Ушарал» и Технических условий выданне заказчиком.

Наружные сети связи состоит из:

- волоконно-оптической линии связи.

НАРУЖНЫЕ СЕТИ СВЯЗИ

Для организации систем производственной технологической связи на АГРС (бшт.) газопровода «Талдыкурман-Ушарал» предусматривается прокладка 24 волоконно-оптического кабеля отвода от магистрального газопровода по АГРС Сарканд.Жансугуров.Койлык и Кабанбай., по АГРС Ушарал отвод от УПОУ до АГРС.

Проектируемая кабельная линия предусматривается вдоль автодороги между АГРС и УПОУ, на расстоянии 1 м от края автодороги. Прокладывается в траншее глубиной 1,2 м, в защитной ПЭТ \varnothing 40мм. Поверх трубы на высоте 0,5 м от глубины залегания кабеля прокладывается металлическая сигнальная лента с надписью «ОСТОРОЖНО! ОПТИЧЕСКИЙ КАБЕЛЬ!».

На технологическом объекте АГРС кабель заводится в телекоммуникационный шкаф в блоке Операторной и расключается на оптический кросс. Активное оборудование, устанавливаемое в телекоммуникационный шкаф, учтено в станционной части проекта.

В целях интеграции в существующую производственную технологическую систему связи АО «ИЦА» предусматривается подключение проектируемой ВОЛС в оборудование на существующей УПОУ МГ «Талдыкурман-Алматы».

Проектирование осуществлено согласно существующим нормативным правилам и требованиям Республики Казахстан.

8.3.СИСТЕМА БЕЗОПАСНОСТИ (ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ, УЗОУ, УПОУ)

Настоящий проект разработан на основании задания на проектирование, Технико-экономического обоснования «Строительство газопровода «Талдыкорган-Ушарал».

Система безопасности состоит из:

- видеонаблюдения;
- периметральной охранной сигнализации;
- контроля и управления доступом.

На территории станционных и линейных объектов проектируемого газопровода предусмотрена система видеонаблюдения, построенная на современном оборудовании и программном обеспечении и интегрированная с системами периметральной охранной сигнализации.

ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ

Система видеонаблюдения состоит из следующих компонентов: видеосистема ПО, сетевой видеорегистратор, пульт управления камерами (см. АГРС) и видеокамеры наружного и внутреннего исполнения.

Видеокамеры офисного исполнения - устанавливаются внутри шелтеров (см.НСС) на стену или потолок.

На территории площадок шелтеров устанавливаются цилиндрические IP видеокамеры всепогодного исполнения. На территории КУ, ОК, УЗОУ, УПОУ устанавливаются видеокамеры взрывозащищенного исполнения.

Все камеры видеонаблюдения по территории площадок устанавливаются на опорах высотой 5 м на высоту 4,0м - 4,5м и подсоединяются к коммутатору шелтера или взрывозащищенного шкафа видеонаблюдения. Подключение осуществляется медным кабелем типа витая пара, который укладывается в траншее на глубину 0,7 м. Не бронированные кабели защищаются трубой.

Питание видеокамер обычного исполнения осуществляется по технологии PoE, взрывозащищенного - отдельным кабелем от наружного шкафа ВН.

ПЕРИМЕТРАЛЬНАЯ ОХРАННАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

Система охранной сигнализации “АРАСНЕ” предназначена для подачи в пункт централизованного наблюдения (в блок-боксе АГРС) извещения о тревоге при обнаружении появления признаков нарушителя на охраняемом объекте.

Вибрационное средство обнаружения (оптический кабель) применяется для охраны участков периметра как взрывоопасных так и остальных объектов. Кабель монтируется на элементах ограждений фиксирует их механические колебания.

Подключение кабеля производится в телекоммуникационном шкафу в шелтере/блок-боксе АГРС.

КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ДОСТУПОМ

Проектируемая система охватывает шелтер и входную группу на территорию КУ, ОК, УЗОУ, УПОУ.

Считыватели устанавливаются на входной калитке ограждения, воротах на АГРС, КУ, УПОУ, УЗОУ, на входных дверях в шелтер .

Контроллеры системы устанавливаются в шкафу шелтера или в наружном взрывозащищенном шкафу с использованием устройств сопряжения взрывозащищенного оборудования.

Предусматривается кабельная линия для связи между площадками и шелтером. Кабели прокладываются в траншее глубиной 0,7м. Для защиты оптического охранного кабеля предусмотрена защитная ПНД труба \varnothing 50мм и колодцы типа ККТ-1. Поверх трубы и кабелей на высоте 0,5 м от глубины залегания кабеля прокладывается сигнальная лента с надписью “ОСТОРОЖНО! КАБЕЛЬ!”.

Все оборудование заземлить. Вводы кабелей во взрывоопасных зонах выполнить с

использованием взрывозащищенных кабельных вводов.

Электроснабжение наружных шкафов и в шелтерах обеспечивается проектируемой системой электропитания со щитов ЩРн (см.ЭМ).

Проектирование осуществлено согласно существующим нормативным правилам и требованиям Республики Казахстан.

Основные технико-экономические показатели проекта			
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Видеокамера	шт.	126
2	Оптоволоконный контроллер	шт.	26
3	Контроллер СКУД	шт.	41
4	Взрывозащищенный шкаф	шт.	49
5	Шкаф обычного исполнения настенный	шт.	13
6	Трансceiver для связи шкафов КУ с шелтерами	шт.	38
7	Кабель бронированный	км	20,676
8	Кабель небронированный	км	2,015
9	Чувствительный оптоволоконный кабель	км	7,05
10	Водогазопроводная труба	км	0,311
11	Стальная квадратная труба 150x4,5 мм	км	0,654
12	Труба ПНД	км	2,125
13	Колодец типа ККТ-1	шт.	87

8.4. Система безопасности (АГРС 6шт.)

Настоящий проект разработан на основании задания на проектирование, Технико-экономического обоснования «Строительство газопровода «Талдыкорган-Ушарал».

Система безопасности состоит из:

- видеонаблюдения;
- периметральной охранной сигнализации;
- контроля и управления доступом;
- охранного освещения.

На территории АГРС проектируемого газопровода предусмотрена система видеонаблюдения, построенная на современном оборудовании и программном обеспечении и интегрированная с системами периметральной охранной сигнализации.

ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ

Система видеонаблюдения состоит из следующих компонентов: видеосистема ПО, сетевой видеорегиcтpатор, пульт управления камерами и видеокамеры наружного и внутреннего исполнения.

Видеокамеры офисного исполнения - устанавливаются внутри операторной АГРС на стену или потолок.

На территории площадки АМС устанавливается поворотная IP видеокамера всепогодного исполнения. На территории АГРС устанавливаются видеокамеры взрывозащищенного исполнения.

Все камеры видеонаблюдения по территории площадок устанавливаются на опорах высотой 5 м на высоту 4,0м - 4,5м и подсоединяются к коммутатору видеонаблюдения в операторной. Подключение осуществляется медным кабелем типа витая пара, который укладывается в траншее на глубину 0,7 м.

Питание видеокамер обычного исполнения осуществляется по технологии PoE, взрывозащищенного - отдельным кабелем от блока питания в операторной.

ПЕРИМЕТРАЛЬНАЯ ОХРАННАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

Система охранной сигнализации «АРАСНЕ» предназначена для подачи в пункт централизованного наблюдения (в блок-боксе АГРС) извещения о тревоге при обнаружении появления признаков

нарушителя на охраняемом объекте.

Вибрационное средство обнаружения (оптический кабель) применяется для охраны участков периметра как взрывоопасных так и остальных объектов. Кабель монтируется на элементах ограждений фиксирует их механические колебания.

Подключение кабеля производится в телекоммуникационном шкафу в блоке операторной АГРС.

КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ДОСТУПОМ

Проектируемая система охватывает операторную и входную группу на территорию АГРС и АМС. Считыватели устанавливаются на входной калитке ограждения, воротах на входных дверях в бокс операторной.

Контроллеры системы устанавливаются в шкафу операторной с использованием устройств сопряжения взрывозащищенного оборудования.

Кабели прокладываются в траншее глубиной 0,7м. Для защиты оптического охранного кабеля предусмотрена защитная ПНД труба Ø 50мм. Поверх трубы и кабелей на высоте 0,5 м от глубины залегания кабеля прокладывается сигнальная лента с надписью “ОСТОРОЖНО! КАБЕЛЬ!”.

СИСТЕМА ПЕРИМЕТРАЛЬНОГО ОХРАННОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Система выполнена для периметра АГРС на основе светодиодных взрывозащищенных светильников. Светильники устанавливаются на опорах ограждения на высоте 4 м с помощью кронштейна с шагом 16м. Резервирование электропитания осуществляется с ИБП комплектной поставки.

Все оборудование заземлить. Вводы кабелей во взрывоопасных зонах выполнить с использованием взрывозащищенных кабельных вводов.

Электроснабжение шкафов в операторной обеспечивается со щита проектируемой системы электропитания см. БМГЖ-ПР.3945.000 Э5...БМГЖ-ПР.3950.000 Э5.

Проектирование осуществлено согласно существующим нормативным правилам и требованиям Республики Казахстан.

Основные технико-экономические показатели проекта			
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Видеокамера	шт.	60
2	Светильник взрывозащищенный	шт.	96
3	Оптоволоконный контроллер	шт.	17
4	Контроллер СКУД	шт.	26
5	Взрывозащищенный шкаф	шт.	5
6	Шкаф 19”	шт.	6
7	Шкаф настенный	шт.	16
8	Кабель бронированный	км	18,435
9	Кабель небронированный	км	0,97
10	Чувствительный оптоволоконный кабель	км	5,23
11	Водогазопроводная труба	км	0,285
12	Стальная квадратная труба 150x4,5 мм	км	0,246
13	Труба ПНД	км	1,58
14	Колодец типа ККТ-1	шт.	15

8.5. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

Настоящий проект разработан на основании задания на проектирование, Технико-экономического обоснования «Строительство газопровода «Талдыкорган-Ушарал».

Система производственно-технологической связи состоит из:

- транкинговой УКВ радиосвязи;
- спутниковой системы связи.

ТРАНКИНГОВАЯ СИСТЕМА СВЯЗИ

В целях обеспечения мобильной оперативно-диспетчерской и аварийной радиосвязью предусматривается установка транкинговых базовых станций на линейных объектах газопровода.

Месторасположение БС проектируются с учетом требования непрерывности зоны уверенного приема вдоль газопровода в обоих направлениях и исключения “мертвых” зон.

На площадках устанавливается проектируемая металлоконструкция антенно-мачтового сооружения (АМС) высотой 60 м на железобетонном фундаменте. Предусматривается ограждение территории радиобашни сеткой типа «рабица», высотой 2 м (см.ГП). Возле объектов установка антенно-мачтового сооружения проектируется на расстоянии от технологических сооружений не менее высоты АМС. Оборудование базовой станции линейной диспетчерской радиосвязи устанавливается в шелтерах и боксах операторных, расположенном на территории объектов.

Предусматривается интеграция в существующую сеть транкинговой радиосвязи АО “ИЦА”.

ЗЕМНАЯ СПУТНИКОВАЯ СИСТЕМА СВЯЗИ

Для резервирования наземной линии связи на объектах АГРС устанавливается спутниковая система. ЗССС предназначается для передачи данных систем связи, SCADA, телесигнализации до диспетчерского пункта УМГ Алматы. На площадке устанавливается ODU и антенна Ø1,8м на фундаментном основании. IDU устанавливается внутри шелтера связи и телемеханики. Все проектируемое оборудование устанавливается в телекоммуникационный шкаф 19”. Электроснабжение оборудования связи обеспечивается проектируемой системой электропитания. Резервирование электропитания осуществляется комплектной поставкой источников бесперебойного питания на 2 часа. Контура заземления учтены в электротехнической части проекта. Проектирование осуществлено согласно существующим нормативным правилам и требованиям Республики Казахстан.

8.6. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (АГРС 6шт)

Настоящий проект разработан на основании задания на проектирование, Технико-экономического обоснования «Строительство газопровода «Талдыкорган-Ушарал».

Система производственно-технологической связи состоит из:

- конвенциональной УКВ радиосвязи;
- спутниковой системы связи.

КОНВЕНЦИОНАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАДИОСВЯЗИ

В целях обеспечения мобильной оперативно-диспетчерской и аварийной радиосвязью предусматривается установка конвенциональных базовой станции на отдельной площадке, рядом со АГРС, на антенно-мачтовом сооружении высотой 30м. Месторасположение БС проектируются с учетом требования непрерывности зоны уверенного приема вдоль газопровода в обоих направлениях и исключения “мертвых” зон. На площадке устанавливается проектируемая металлоконструкция антенно-мачтового сооружения (АМС) высотой 30 м на железобетонном фундаменте. Предусматривается ограждение территории радиобашни сеткой типа «рабица», высотой 2 м. Возле объектов установка антенно-мачтового сооружения проектируется на расстоянии от технологических сооружений не менее высоты АМС. Оборудование базовой станции линейной диспетчерской радиосвязи устанавливается в блоке Операторной на территории АГРС. Предусматривается интеграция в существующую сеть конвенциональной радиосвязи АО “ИЦА”. Оборудование и материалы цифровой радиосвязи на АГРС учтены в объеме 2-ого пускового комплекса.

ЗЕМНАЯ СПУТНИКОВАЯ СИСТЕМА СВЯЗИ

Для резервирования наземной линии связи на объекте АГРС устанавливается спутниковая система. ЗССС предназначается для передачи данных систем связи, SCADA, телесигнализации до диспетчерского пункта УМГ Алматы. На площадке устанавливается ODU и антенна Ø1,8м на фундаментном основании. IDU устанавливается внутри шелтера связи и телемеханики.

Все проектируемое оборудование устанавливается в телекоммуникационный шкаф 19”. Электроснабжение оборудования связи обеспечивается проектируемой системой электропитания. Резервирование электропитания осуществляется комплектной поставкой источников бесперебойного питания на 2 часа. Контура заземления учтены в электротехнической части проекта.

9. ЭЛЕКТРОХИМИЗАЩИТА

9.1 Общие сведения

Данный раздел разработан на основании действующих стандартов и норм Республики Казахстан для обеспечения безаварийной работы проектируемого трубопровода в течение эксплуатационного срока.

При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Согласно нормативным документам для проектирования, защите от электрохимической коррозии подлежат следующие проектируемые стальные подземные сооружения 1 пускового комплекса:

- линейная часть газопровода $D=530\text{мм}$, $L=302,648\text{ км}$;
- футляры на переходах через автомобильные дороги по трассе проектируемого газопровода;
- отводы на АГРС $D=159\text{мм}$, $L_{\text{сумм}}=20,16\text{ км}$
- технологический Узел Учета (ТУУ) с Узлом Запуска Очистного Устройства (УЗОУ)
- узел приема Очистного устройства (УПОУ) с дренажной емкостью
- узлом Запуска Очистного Устройства (УЗОУ) на отводе АГРС «Капал»
- узел приема Очистного устройства (УПОУ) с дренажной емкостью) на отводе АГРС «Капал»
- автоматическая Газо-Распределительная Станция (АГРС) с подземными емкостями «Ушарал».
- проектируемые стальные подземные сооружения 2 пускового комплекса:
- автоматическая Газо-Распределительная Станция (АГРС) с подземными емкостями «Капал» с отводом $D=159\text{мм}$, $L=12,34\text{ км}$.
- автоматическая Газо-Распределительная Станция (АГРС) с подземными емкостями «Жансугуров» с отводом $D=159\text{мм}$, $L=1,883\text{ км}$.
- автоматическая Газо-Распределительная Станция (АГРС) с подземными емкостями «Сарканд» с отводом $D=159\text{мм}$, $L=0,121\text{ км}$.
- автоматическая Газо-Распределительная Станция (АГРС) с подземными емкостями «Койлык» с отводом $D=159\text{мм}$, $L=0,931\text{ км}$.
- автоматическая Газо-Распределительная Станция (АГРС) с подземными емкостями «Кабанбай» с отводом $D=159\text{мм}$, $L=4,789\text{ км}$.

Основные факторы, определяющие интенсивность почвенной коррозии: тип грунта, состав и концентрация веществ, растворимых в грунте, влажность грунта, характер проникновения воздуха в грунт, наличие в грунте бактерий, температура и удельное сопротивление грунта.

Коррозия, вызываемая блуждающими токами, возникает вследствие прохождения трасс при пересечениях их с линиями электропередач постоянного тока, работающих по системе провод-земля и др.

Способы защиты сооружений и конструкций выбирались исходя из коррозионной активности среды по отношению к металлу, наличия блуждающих токов, особенностей конструкций и условий эксплуатации, также соответствующих нормативных документов и стандартов.

Защита магистрального газопровода должна осуществляться применением изоляционных материалов (основной) и протекторной защитой.

Предусматривается пассивная защита трубопроводов от почвенной коррозии в соответствии с ГОСТ 25812-83* – усиленная полиэтиленовая изоляция, наносимая в заводских условиях. На всех участках газопровода – толщиной 3,0 мм.

Поставка кранов предполагается с заводской изоляцией и изоляционной прокладкой между фундаментом и краном.

Выбор изоляции выполнен исходя из имеющегося опыта эксплуатации на системах магистральных газопроводов РК.

Надземные части трубопроводов (стояки отбора газа на крановых узлах) защищаются от коррозии лакокрасочными материалами.

Основным видом защиты является изоляционное покрытие трубы газопровода.

Активная защита газопровода предусматривается наложенным током катодной поляризации, в дополнение к пассивной защите изоляционным покрытием, независимо от коррозионной агрессивности грунта предусматривается протекторная защита.

Коррозионные условия по трассе прохождения газопровода

Трасса газопровода проходит по 4 районам алматинской области и двум климатическим районам (II и III)

Согласно исходных данных коррозионная агрессивность грунтов варьируется от средней до высокой по ГОСТ 9.602-2016, среднее удельное сопротивление грунта по трассе магистрального газопровода составляет 19,8 Ом*м. На следующей стадии проектирования требуется выполнить контрольные замеры сопротивления грунта согласно НТД РК.

Концепция построения системы защиты

Концепция построения системы защиты магистрального газопровода основывается на комплексном решении поставленных задач и применении современных методов их решения, обеспечивающих безаварийную и оптимальную работу газопровода. Защита магистрального газопровода должна осуществляться двумя методами: пассивным – применение изоляционных материалов (основной) и активным – применение катодной поляризации.

Пассивная защита

В результате преобладания агрессивных грунтов на сооружениях применяют защитные покрытия усиленного типа.

В соответствии с СТ РК ГОСТ 51164-2005, для данного магистрального трубопровода применяются трубы с заводским трехслойным полимерным покрытием, толщиной не менее 3,0мм, с сопротивлением изоляционного покрытия не ниже 3×10^5 Ом*м². Для защиты сварных стыков применены аналогичные материалы толщиной не менее 2,0 мм, с сопротивлением изоляционного покрытия не ниже 3×10^5 Ом*м².

Резервуары подземного исполнения должны иметь защитное покрытие с сопротивлением не ниже 3×10^5 Ом*м² согласно СТ РК ISO 12944-5-2013.

Предусматривается поставка кранов с заводской изоляцией и изоляционной прокладкой между фундаментом и краном.

Надземные части трубопроводов защищаются от коррозии лакокрасочными материалами.

Мероприятия по защите строительных конструкций от коррозии.

Для защиты строительных конструкций в агрессивной среде в соответствии с требованиями СП РК 2.01-101-2013, СТ РК ISO 12944-5-2013 предусматриваются следующие мероприятия:

Для железобетонных конструкций:

- применение бетона повышенной плотности;
- применение цемента и заполнителей, стойких к данной агрессивной среде;
- применение конструкций с увеличенным защитным слоем арматуры;

- применение лакокрасочных покрытий;

Для защиты стальных конструкций:

- применение лакокрасочных покрытий в зависимости от характера агрессивной среды;
- применение соответствующих сталей;
- применение элементов конструкций замкнутого профиля.

9.2. Технологические системы защиты

Технологическая система катодной защиты включает установку катодной защиты, состоящей из станции катодной защиты (СКЗ) со 100% резервированием, обеспечивающей вероятность безотказной работы не менее 30000 ч., анодного заземления, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и неполяризуемых электродов сравнения.

В установках катодной защиты должны быть приборы для учета выходного напряжения, силы тока, оценки суммарного времени работы под нагрузкой. Также оборудован интерфейс для связи с единой системой телемеханики (СЛТМ). СКЗ устанавливается на открытом воздухе .

Электропитание - от низковольтного щита (шкафа) переменным напряжением 220 В, 50 Гц.

По результатам расчетов катодной защиты длина защитной зоны одной СКЗ составляет 106 км при удельном электрическом сопротивлении грунта (19,8 Ом*м).

Предусматривается установка УКЗ на площадках крановых узлов, УЗОУ с ТУУ, УПОУ УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе, АГРС и КУ со средним интервалом 58,2км с учетом того, что каждая УКЗ должна обеспечивать защитный потенциал участка газопровода с отводом на АГРС. Перерыв в действии каждой установки системы электрохимической защиты допускается при необходимости проведения регламентных и ремонтных работ не более 1 раза в квартал до 80 ч.

В качестве анодных заземлителей катодной защиты для магистрального газопровода и отвода на АГРС «Капал» применяются комплектные глубинные железокремнистые электроды вертикального заложения. Скорость анодного растворения при номинальной токовой нагрузке составляет не более 0,3 кг/А*год.

Для защиты УЗОУ с ТУУ , УПОУ, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе и АГРС проектом приняты аноды протяженного типа маслобензостойкие, горизонтального заложения в траншее с трубопроводом. Скорость анодного растворения при номинальной токовой нагрузке составляет не более 0,25кг/А*год.

Это обеспечит наиболее рациональное использование мощности катодных станций и увеличит срок службы защиты.

Для подключения средств защиты и контроля состояния на сооружениях оборудованы стойки контрольно-измерительных пунктов (СКИП), различных типов. На магистральном трубопроводе СКИПы устанавливают: через каждые 1000 м для контроля потенциала, через пять километров - для подключения средств временной защиты трубопровода на период строительства, до ввода в эксплуатацию штатных средств защиты. Через пять километров – для контроля тока; в точках транспортных переходов и для средств подземных коммуникации, в точке дренажа установок электрохимической защиты и на анодном поле, и для изолирующих муфт на УЗОУ, УПОУ, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе и АГРС.

Технологическая защитная система жертвенного анода состоит из установок протекторной защиты, соединительных проводов, резисторных блоков и контрольно-измерительных пунктов.

Средства электродренажной защиты трубопровода или устройства защиты трубопровода (УЗТ), предусмотренные проектом в местах пересечения трубопровода с ВЛ следует устанавливать только в местах пересечения определенных проектом. Система электрохимической защиты от коррозии всего объекта в целом должна быть построена и включена в работу до сдачи сооружения в эксплуатацию.

9.3. Система катодной защиты линейного трубопровода и отводов на АГРС

Проектируемая система катодной защиты предусматривает 10 установок катодной защиты (УКЗ) со станциями катодной защиты (СКЗ) с параметрами $I=63\text{A}$, $V=48\text{В}$, $P=3,0\text{кВт}$, размещаемых на

площадках крановых узлов, УЗОУ с ТУУ, УПОУ и АГРС.

Количество выпрямителей подобрано согласно по расчета, исходя из среднего удельном электрическом сопротивлении грунта 19,8 Ом*м и минимального повреждения изоляции трубопровода при укладке (1%).

Таблица №1 Ведомость результатов расчета установок катодной защиты

№	Установка катодной защиты	Крановый узел	Километр	Номинальный выходной ток станции, А	Номинальное выходное напряжение станции, В	Номинальная выходная мощность станции, Вт
1.	УКЗ № 2	КУ 1	28,382	63	48	3024
2.	УКЗ № 3	КУ 3	76,9	63	48	3024
3.	УКЗ № 4	КУ 4	105,2	63	48	3024
4.	УКЗ № 5	КУ 5, ОК-2	135,14	63	48	3024
5.	УКЗ № 6	КУ 6, ОК-3	163,34	63	48	3024
6.	УКЗ № 7	КУ 7	191,164	63	48	3024
7.	УКЗ № 8	КУ 8	219,61	63	48	3024
8.	УКЗ № 9	КУ 9, ОК-5	249,511	63	48	3024
9.	УКЗ № 10	КУ-10	273,9	63	48	3024
10.	УКЗ № 2.2	УПОУ на отводе АГРС «Капал»	48,914 км МГ 12 км. отвода на АГРС «Капал»	19,8	62	48

Расстановка УКЗ по трассе газопровода связана с линейными задвижками и технологическими площадками, с учетом удобства технического обслуживания и с использованием проектируемого источника электроснабжения.

Расстановку УКЗ по трассе газопровода см. 2919-2021-01-00-ЭХЗ лист 2.

Расчеты предполагают высокое качество покрытия и удельное сопротивление изоляции в 300000 Ом·м², показывают, что возможно получить требуемое смещение потенциала вдоль трубопровода путем установки УКЗ со средним интервалом 58,2км и на отводе на АГРС «Капал».

Станции катодной защиты должны иметь высокие эксплуатационные характеристики, в том числе автоматическое поддержание защитного потенциала в заданных пределах. Мощность СКЗ выбрана с запасом 50%, обеспечивающим увеличение требуемого тока защиты и выходного напряжения вследствие старения изоляции

Согласно правилам устройства электроустановок ПУЭ РК все токопроводящее оборудование имеет защитное заземление см. раздел электроснабжение.

Для поддержания работы катодных установок в режиме заданного защитного потенциала, их необходимо включить в общую систему контроля и автоматического управления.

Высокоэффективная работа средств электрохимзащиты зависит от непрерывного контроля основных параметров защиты. От стабильности работы установок катодной защиты зависит срок службы и безаварийное функционирование газопровода. В проекте предусматривается дистанционное регулирование и контроль за работой системы катодной защиты магистрального газопровода СЛТМ путем автоматического снятия параметров.

Анодное заземление

Анодные заземлители в проекте приняты комплектные глубинные, состоящие из 4- блоков по 4

электрода (в 1 блоке 4 электрода) расположенные в двух скважинах глубиной по 27м, каждая.

Количество электродов рассчитано на нормативный срок службы, с учетом коэффициента растворения материала электрода.

Проектом предусмотрена установка анодных заземлителей в 200-х метрах от газопровода.

Анодные заземлители предусматриваются из малорастворимых материалов – железокремнистых электродов. Номинальный расход материала заземлителя составляет 0,3кг/а.год. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода. Контроль за работой анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты необходимо выполнить через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах

Защита футляров на переходах через автомобильные дороги

Для защиты от коррозии стальных футляров на пересечениях трубопровода с автомобильными дорогами, проектом предусматривается установки протекторной защиты (УПЗ) работающие по методу жертвенного анода. В качестве “жертвенных” гальванических анодов предлагается применить магниевые протекторы.

Количество протекторов для каждого перехода рассчитано индивидуально с учетом нормативного срока службы протекторов, диаметра и длины проектируемого кожуха. При расчете среднее удельное электрическое сопротивление грунта принималось 19,8 Ом*м, что соответствует средней коррозионной агрессивности грунта.

Таблица №2 Ведомость результатов расчета установок протекторной защиты на защитные футляры (кожухи)

№	Наименование перехода	Километр кожуха	Диаметр кожуха, мм	Длина кожуха, м	Тип протектора	Глубина скважин установки протектора, м	Количество протекторов шт
11.	а/д АГРС Талдыкорган-Чумыр	0	820	58	ПМ-20У	2.5	4
12.	ж/д Талдыкорган-Карабулак	3	820	124	ПМ-20У	2.5	8
13.	а/д Талдыкорган-Карабулак	3	820	50	ПМ-20У	2.5	4
14.	а/д Талдыкорган-Карабулак	4	820	56	ПМ-20У	2.5	4
15.	а/д трасса А-3	26	820	56	ПМ-20У	2.5	4
16.	Переход через автодорогу	27	820	58	ПМ-20У	2.5	4
17.	а/д Талдыкорган-Ушарал	29	820	60	ПМ-20У	2.5	4
18.	Переход через автодорогу	47	820	57	ПМ-20У	2.5	4
19.	а/д Алматы-Оскемен-Молалы-Уштобе	61	820	62	ПМ-20У	2.5	4
20.	а/д Алматы-Оскемен-Лепси-Актогай	64	820	67	ПМ-20У	2.5	5
21.	а/д Кызылагаш-Конюшня	71	820	59	ПМ-20У	2,5	4
22.	а/д Сутген-Актоган	74	820	57	ПМ-20У	2,5	4
23.	а/д Сагабуйен-Карашилик	112	820	60	ПМ-20У	2,5	4
24.	Кариерная дорога	113	820	59	ПМ-20У	2,5	4

25.	а/д Алматы-Оскемен подъезд село Каракемир	125	820	62	ПМ-20У	2,5	4
26.	а/д Жансугуров-Кокозек	134	820	95	ПМ-20У	2,5	6
27.	а/д Кызылкайын через село Есенбулатов	142	820	65	ПМ-20У	2,5	4
28.	а/д Алматы-Оскемен подъезд село Кенжыра	154	820	63	ПМ-20У	2,5	4
29.	а/д Алматы-Оскемен подъезд село Тарас	158	820	60	ПМ-20У	2,5	4
30.	Щебеночная дорога	163	820	60	ПМ-20У	2,5	4
31.	а/д село Бирлик	165	820	58	ПМ-20У	2,5	4
32.	а/д Алматы-Оскемен подъезд село Кокозек	171	820	61	ПМ-20У	2,5	4
33.	Автомобильная дорога	177	820	55	ПМ-20У	2,5	4
34.	а/д Алматы-Оскемен подъезд село Бакалы	203	820	59	ПМ-20У	2,5	4
35.	Грунтовая дорога	219	820	57	ПМ-20У	2,5	4
36.	а/д Алматы-Оскемен-Кызылкайын-Лепсы	223	820	72	ПМ-20У	2,5	5
37.	а/д Алматы-Оскемен	273	820	70	ПМ-20У	2,5	5
38.	а/д Ушарал-Достык	301	820	63	ПМ-20У	2,5	4
39.	а/д Ушарал-Достык	301	820	46	ПМ-20У	2,5	3

Количество протекторов согласно расчета в среднем на 1 кожух – 4 магниевых протектора (вес протектора с активатором 60кг).

Протекторы устанавливаются вертикально в грунт на расстоянии 5м от кожуха и закладываются на глубину ниже промерзания грунта на 2 м до нижней образующей протектора.

Подключение групповых протекторных установок кожухам выполняется через регулируемое сопротивление блоков совместной защиты БСЗ (определяется в ходе пуско-наладочных работ), закрепленное на стойке контрольно-измерительного пункта.

Расстановку УПЗ по трассе газопровода см. 2919-2021-01-000-ЭХЗ.

Система ЭХЗ резервуаров

В целях предотвращения коррозии заглубленных стальных резервуаров, проектом предусматривается совместная защита, резервуаров и сети подземных коммуникаций на площадках УПОУ и АГРС, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе, с учетом того, что сопротивление изоляционного покрытия резервуара равняется либо превышает сопротивление изоляции трубопровода.

Совместная защита подземных коммуникаций

Средства электрохимзащиты магистрального газопровода не должны оказывать вредного влияния на соседние металлические сооружения.

В случаях, когда при осуществлении катодной поляризации возникает вредное влияние на соседние металлические сооружения, необходимо применить меры по устранению вредного влияния или осуществить совместную защиту этих сооружений.

В данном проекте для исключения вредного влияния средств электрохимзащиты на другие коммуникации, предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов с блоками БСЗ на пересечении газопровода с существующими кабелями связи.

Система ЭХЗ подземных трубопроводов площадок УЗОУ с ТУУ, УПОУ, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе, АГРС

В целях предотвращения коррозии заглубленных стальных трубопроводов площадок УЗОУ с ТУУ, УПОУ, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе и АГРС проектом предусматривается установка катодной защиты на площадках.

Проектируемая система катодной защиты предусматривает 6 установок катодной защиты (УКЗ) со станциями катодной защиты (СКЗ) с параметрами $I=42A$, $V=48B$, $P=2,0кВт$, размещаемых на площадках УЗОУ с ТУУ, УПОУ, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе и АГРС.

Количество выпрямителей подобрано согласно расчета, исходя при удельном электрическом сопротивлении грунта $19,8 \text{ Ом*м}$ и минимального повреждения изоляции при укладке (1%).

Таблица №3 Ведомость результатов расчета установок катодной защиты

№	Установка катодной защиты	Наименование площадки	Общая площадь поверхности трубопроводов и резервуаров на объекте, м2	Номинальный выходной ток станции, А	Номинальное выходное напряжение станции, В	Номинальная выходная мощность станции, кВт
1.	УКЗ 1	УЗОУ с УУГ	154,12	42	48	2,0
2.	УКЗ 2.1	УЗОУ на отводе АГРС «Капал»	48,914км МГ 0 км отвода	42	48	2,0
3.	УКЗ 2.3	УПОУ на отводе АГРС «Капал»	48,914км МГ 12 км отвода	42	48	2,0
4.	УКЗ 12	УПОУ	408.82	42	48	2,0
5.	УКЗ 13	АГРС “Капал”	64,64	42	48	2,0
6.	УКЗ 14	АГРС “Жансугуров”	66,53	42	48	2,0
7.	УКЗ 15	АГРС “Сарканд”	66,53	42	48	2,0
8.	УКЗ 16	АГРС “Койлык”	64,64	42	48	2,0
9.	УКЗ 17	АГРС”Кабанбай”	66,53	42	48	2,0
10.	УКЗ 18	АГРС “Ушарал”	69,86	42	48	2,0

Расстановку УКЗ на площадках соответствующие комплекты документации раздела электрохимической защиты.

Расчеты предполагают высокое качество покрытия и удельное сопротивление изоляции.

Станции катодной защиты должны иметь высокие эксплуатационные характеристики, в том числе автоматическое поддержание защитного потенциала в заданных пределах. Мощность СКЗ выбрана с запасом 50%, обеспечивающим увеличение требуемого тока защиты и выходного напряжения вследствие старения изоляции

Согласно правилам устройства электроустановок ПУЭ РК все токопроводящее оборудование имеет защитное заземление см. раздел электроснабжение.

Для поддержания работы катодных установок в режиме заданного защитного потенциала, их необходимо включить в общую систему контроля и автоматического управления.

Высокоэффективная работа средств электрохимзащиты зависит от непрерывного контроля основных параметров защиты. От стабильности работы установок катодной защиты зависит срок службы и безаварийное функционирование газопровода. В проекте предусматривается дистанционное

регулирование и контроль за работой системы катодной защиты магистрального газопровода СЛТМ путем автоматического снятия параметров.

Анодное заземление

Анодные заземлители для УЗОУ с ТУУ, УПОУ, УЗОУ на отводе, УПОУ на отводе и АГРС в проекте приняты комплектные протяженные маслобезостойкие. Длина анодов рассчитана на нормативный срок службы, с учетом коэффициента растворения материала электрода.

Таблица №4 Ведомость результатов расчета длин протяженного анодного заземления для установок катодной защиты

№	Установка катодной защиты	Наименование площадки	Общая площадь поверхности трубопроводов и резервуаров на объекте, м ²	Номинальный выходной ток станции, А	Суммарная длина анодного заземлителя, м	Тип заземлителя
1.	УКЗ 1	УЗОУ с УУГ	154,12	42	245	ЭПМ-36-35
2.	УКЗ 2.1	УЗОУ на отводе АГРС «Капал»	48,914 км МГ 0 км отвода	42	330	ЭПМ-36-35
3.	УКЗ 2.3	УПОУ на отводе АГРС «Капал»	48,914 км МГ 12 км отвода	42	380	ЭПМ-36-35
4.	УКЗ 12	УПОУ	408,82	42	280	ЭПМ-36-35
5.	УКЗ 13	АГРС «Капал»	64,64	42	295	ЭПМ-36-35
6.	УКЗ 14	АГРС «Жансугуров»	66,53	42	350	ЭПМ-36-35
7.	УКЗ 15	АГРС «Сарканд»	66,53	42	350	ЭПМ-36-35
8.	УКЗ 16	АГРС «Койлык»	64,64	42	295	ЭПМ-36-35
9.	УКЗ 17	АГРС «Кабанбай»	66,53	42	350	ЭПМ-36-35
10.	УКЗ 18	АГРС «Ушарал»	69,86	42	350	ЭПМ-36-35

Проектом предусмотрена укладка анодных заземлителей в 0,5 метрах от трубопроводов и емкостей.

Анодные заземлители предусматриваются из малорастворимых материалов. Номинальный расход материала заземлителя составляет не более 0,25 кг/А.год. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода. Контроль за работой анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты необходимо выполнить через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах

Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимической защиты по всей трассе газопровода согласно СТ РК ГОСТ 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с подключением:

- на расстоянии трёх диаметров трубопровода от точек дренажа;
- на анодном заземлении;
- на групповой протекторной установке;
- на пересечении с автомобильными дорогами;
- на пересечении с водными преградами;
- на подземных емкостях.

При контроле электрохимической защиты проводят:

- снятие показаний амперметра, вольтметра и прибора оценки суммарного времени работы под нагрузкой катодного выпрямителя;

-измерение потенциала земля-трубопровод по трассе и в точках дренажа установок катодной и протекторной защиты;

-измерение среднечасового тока дренажа и потенциала трубопровода в точке дренажа в период максимальной нагрузки источника блуждающих токов;

-измерение тока протекторной установки.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в над осью трубопровода и подключаются к газопроводу, катодным выпрямителям и протекторам.

Для контроля за состоянием защищаемого газопровода посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применяются неполяризуемые электроды сравнения длительного действия Cu/CuSO_4 . Конечная цель проектирования таких электродов – получение точных значений, для эффективного контроля за состоянием системы катодной защиты. Они устанавливаются в контрольно-измерительных пунктах в точках дренажа катодных станций, протекторных установок.

Изолирующие муфты и перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току магистрального газопровода и отводов, катодная защита трубопровода должна быть электрически изолирована от площадок УЗОУ с ТУУ, УПОУ и АГРС подключаемых к проектируемому газопроводу. Концы газопровода и отводов, должны быть снабжены изолирующей муфтой монолитного или фланцевого типа.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, необходимо установить электрический искровой разрядник. Расстановку электроизолирующих муфт по трассе газопровода см. 2919-2021-01-00-ЭХЗ лист 2, 3.1, 3.2

Электрические кабели

Электрические кабели постоянного и переменного тока с номинальным напряжением 0,6/1кВ имеют следующее сечение:

- питающий кабель электроснабжения см. раздел электроснабжения ;
- цепи от СКЗ до газопровода и анодного заземления – $1 \times 35 \text{ мм}^2$;
- цепи дренажные – $1 \times 35 \text{ мм}^2$;
- цепи от СКЗ до постоянного электрода сравнения в точке дренажа – $2 \times 6 \text{ мм}^2$;
- цепи контрольно-измерительных пунктов (цепи “протектор- трубопровод”) в местах пересечений с авто и железными дорогами – $2 \times 6 \text{ мм}^2$;
- цепи контрольно-измерительных пунктов, устанавливаемых в точке дренажа на пересечении с другими коммуникациями и линейных пунктах – $2 \times 6 \text{ мм}^2$;
- цепи установок защиты трубопровода, устанавливаемых на пересечении с ЛЭП – $2 \times 25 \text{ мм}^2$.

Кабели, многопроволочные, одножильные и двухжильные, из медных сплавов марки ВВГ и ВБбШвнг проложить в траншее. Кабели анодного заземления и протекторов поставляются в комплекте поставщиком анодных заземлителей и протекторов.

Решения по временной электрохимзащите

Согласно требованию ГОСТ СТ РК 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» подземные металлические сооружения могут быть не защищенными от почвенной коррозии не более 10 суток в год, следовательно, средства ЭХЗ должны монтироваться одновременно с закладкой трубопроводов в грунт. Если постоянные средства ЭХЗ не могут быть смонтированы одновременно с заложением трубопроводов в грунт, необходимо применение временных систем катодной защиты.

Для временной защиты газопровода и отводов на АГРС в период строительства предусмотрены установки временной протекторной защиты (УВПЗ) с магниевыми протекторами. Длина защитной зоны одного протектора согласно расчетам составляет от 5км при среднем удельном электрическом сопротивлении грунта $19,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ газопровода. Протекторы устанавливаются горизонтально в грунт на расстоянии 5м от газопровода и закладываются на глубину ниже промерзания грунта на 2,5м. Подключение временных протекторов осуществить, совместив их с линейными контрольно-измерительными пунктами. Расстановку протекторов временной защиты по трассе газопровода см. 2919-2021-01-000-ЭХЗ лист 3.1, 3.2

10. ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Основные правила по охране труда и технике безопасности, которые должны соблюдаться в процессе строительного-монтажных работ, приведены в главах СНиП РК 1.03.05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

План и программа охраны труда, техники безопасности составляются на основе международного стандарта и государственных норм и правил. Главное руководство строительством участвует в составлении и организации плана. Проводится обучение и соблюдение норм и правил при разработке земляных работ, при работе в ограниченном пространстве, при пожаротушении при оказании первой помощи и в чрезвычайных ситуациях, при получении доступа к работам. Перед началом любой деятельности проводится анализ безопасности работы, факторов риска и возможных последствий. Проводят ежедневно собрания при участии всех руководящих работников, инспекторов и рабочих. Проводится ревизия ОТ, ТБ на стройплощадке.

Ответственность за соблюдение правил охраны труда, техники безопасности и противопожарной безопасности при эксплуатации машин и механизмов, инструмента, инвентаря, технической оснастки, оборудования, средств коллективной и индивидуальной защиты возлагается:

- за техническое состояние машин и средств защиты - на организации, на балансе которых они находятся:

- за проведение обучения и инструктажа по технике безопасности труда - на организации, в штате которых состоят работающие:

- за соблюдение требований по технике безопасности труда при производстве СМР;

- на организации, непосредственно осуществляющие работы.

Руководители строительного-монтажных организаций обязаны обеспечить рабочих, технических работников и служащих спецодеждой, спец. обувью, средствами индивидуальной защиты. Обеспечение осуществляется в соответствии с нормами бесплатной выдачи спецодежды, спец. обуви и предохранительных приспособлений.

До начала производства работ на строительной площадке необходимо организовать места для прохода и проезда:

- освещение рабочих мест, а также мест прохода и проезда;

- ограждение опасных зон и зон работы машин и механизмов;

- оснащение первичными средствами пожаротушения;

- оснащение надписями и предупреждающими знаками опасных зон;

- временные пожарные посты, оборудованные инвентарем для пожаротушения.

Работы на действующем предприятии должны выполняться в строгом соблюдении правил по технике безопасности, приведенные в сборнике «Общие положения правил производства работ» и утвержденных инструкций.

При организации строительных работ на строительной площадке, а также при строительстве и эксплуатации временных зданий и сооружений, производстве огневых работ на объектах независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, необходимо соблюдать указания, правила и требования нормативной документации действующей в Республике Казахстан в том числе:

- ППБС-01-94 «Правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных и огневых работ»;

- ППБС РК 02-95 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения Республики Казахстан»;

- ППБС РК-11-98 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»;

- ВУПП-88;

- «Типовая инструкция по организации о безопасном проведении работ на взрывных и на

взрывопожароопасных объектах».

Кроме перечисленной нормативной документации необходимо соблюдать требования других, соответствующих нормативных документов, государственных стандартов и правил пожарной безопасности, изложенных в проектах производства работ.

Ответственность за пожарную безопасность строек, своевременное выполнение противопожарных мероприятий, организацию пожарной охраны, обеспечение средствами для пожаротушения, организацию и работу пожарно-технической комиссии несет руководитель генподрядной строительной организации, руководитель работ или лицо его заменяющее.

При проектировании сооружений, расположенных на площадке строительства учтены требования СНиП РК.02-01-2001 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Для соблюдения требований по технике безопасности при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования предусматривается:

- применение металлического ограждения высотой 1 м на площадках, предназначенных для установки и обслуживания оборудования, на переходных площадках и по периметру заглубленных приямков;

- устройство на площадках на высоту 20 см от уровня настила металлического бортика во избежание падения инструментов;

- устройство лестниц для подъема на площадки обслуживания и в приямки под углом 45°.

10.1 Задачи техники безопасности, охрана пожарной защиты при строительстве

Достижение нулевых показателей по происшествиям и заболеваниям;

Обеспечение безопасных и безвредных для здоровья условий на рабочих местах всех сотрудников;

Организация неуклонного и прогнозируемого исполнения правил и программ по технике безопасности;

Предотвращение происшествий и связанных с происшествиями издержек, являющихся следствием опасных условий;

Исключение профессиональных заболеваний, травм персонала и повреждения оборудования и имущества;

Принятие мер, гарантирующих соблюдение правил техники безопасности, охраны и пожарной защиты при выполнении всех строительных операций;

Защита всех работников, находящихся на рабочих местах от вреда, который может быть причинен злоумышленниками, не имеющими права работать на контролируемых объектах;

Защита всех материалов, оборудования и вспомогательных средств обеспечения работы персонала подрядчиков по строительству от кражи и стихийных воздействий.

Для обеспечения охраны труда и безопасных методов работы при эксплуатации сооружений ВОЛС, проектом предусмотрено строгое соблюдение требований нормативных документов, ГОСТ системы стандартов безопасности труда, правил устройств электроустановок (ПУЭ), санитарных норм и правил устройства и эксплуатации лазеров СН 5804-91.

Строительно-монтажные работы по прокладке кабеля и монтажу аппаратуры связи выполняется в строгом соответствии техникой безопасности в строительстве, ПУЭ, а также «Инструкции по технике безопасности и производственной санитарии для электромехаников и монтеров».

До начала выполнения работ по комплексной защите сооружений от коррозии должен быть разработан проект производства работ с инженерными разработками, обеспечивающими безопасность работающих.

При осуществлении работ по комплексной защите сооружений от коррозии следует выполнять требования техники безопасности в соответствии с ГОСТ 12.3.005, ГОСТ 12.3.008, ГОСТ 12.3.016 и пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.004.

К выполнению работ по комплексной защите трубопроводов от коррозии допускаются лица не моложе восемнадцати лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение и инструктаж по

ГОСТ 12.0.004.

Рабочих следует обеспечивать спецодеждой, спецобувью и защитными приспособлениями согласно ГОСТ 12.4.011.

При электромонтажных и электроизмерительных работах по электрохимической защите трубопроводов должны соблюдаться Правила технической эксплуатации.

При проведении работ по комплексной защите трубопроводов от коррозии на рабочих местах должны обеспечиваться требования:

по шуму - в соответствии с ГОСТ 12.1.008;

по вибрации - в соответствии с ГОСТ 12.1.012;

содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций, установленных ГОСТ 12.1.005.

Строительно-монтажные работы по ремонту средств электрохимической защиты, должны выполняться на основании письменного разрешения организации, эксплуатирующей их. При обслуживании средств электрохимической защиты от коррозии необходимо руководствоваться СНИП РК А.3.2-5-96 «Техника безопасности в строительстве».

Во всех установках защиты питающихся напряжением 1кВ с глухозаземленной нейтралью, все нетоковедущие части трансформаторов-выпрямителей должны иметь заземление, соответствующее требованиям ПЭУ «Правила устройства электроустановок». Электросопротивление защитного заземления при питании сетей с напряжением до 1кВ должна быть не более 4 Ом.

Земляные работы в зоне расположения действующих подземных коммуникаций следует производить с письменного разрешения организации ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций, под наблюдением производителя работ и в присутствии представителей эксплуатирующей организации.

Бурение скважин под анодные заземлители производится при надежной устойчивости машин. Работа на косогорах разрешается при крутизне склонов не более 8°. Подсоединять провода к средствам электрохимзащиты от коррозии следует только обесточенные. Дренажный кабель необходимо подсоединять сначала к трубопроводу, а затем к станциям катодной защиты. Изолирующие фланцы не могут быть помещены внутри зданий. Подача напряжения для опробования смонтированных катодных станций осуществляется при присутствии производителя работ, при условии полного окончания монтажных работ и проверки их правильности выполнения Владелец. Запрещается сдавать в эксплуатацию смонтированную катодную станцию без предупреждения Владельца и надписи на соответствующих журналах. При сдаче в эксплуатацию средств ЭХЗ измерения потенциалов в контрольно-измерительных пунктах, расположенных рядом с проезжей частью автомобильных и железных дорог, должны проводить два человека, один из которых следит за безопасностью работ и ведет наблюдения за движением транспорта. Установка опытного анодного заземления допускается лишь в присутствии Владельца. На весь период строительных работ у контура анодного заземления должен находиться дежурный, не допускающий посторонних лиц к анодному заземлению, и должны быть установлены предупредительные знаки. К выполнению работ по ЭХЗ подземных металлических сооружений допускаются лица, обученные правилам техники безопасности и сдавшие экзамены в установленном порядке

10.2 Охрана окружающей среды на период строительства

План охраны окружающей среды при ведении строительных работ разрабатывается с местными нормами и правилами для предотвращения прямого и косвенного неблагоприятного воздействия на здоровье человека и во избежание заболеваний, а также с целью предотвращения загрязнения окружающей среды вокруг строительной площадки. Решающим моментом организации охраны окружающей среды является управление отходами строительства. Управление отходами обычно подразделяют на две категории по условиям загрязнения и воздействия на окружающую среду, которые строительная организация должна принимать во внимание. Влияние на рабочие условия в пределах стройплощадки, где требуется осуществлять контроль с учетом безопасности и

гигиены труда.

Типы загрязнения подразделяются на 4 категории:

- твердые отходы;
- шум, вибрация и запах;
- загрязнение воды;
- загрязнение атмосферного воздуха.

Характеристика руководящих принципов, которых необходимо придерживаться для предотвращения и сведения к минимуму отрицательного воздействия на окружающую среду.

Подрядчик принимает соответствующие меры с учетом условий на стройплощадке и окружающих зонах.

Твердые отходы – металлолом (куски стальных труб, строительные материалы), бетон и асфальт, излишне выкопанный грунт, горючие материалы, доски и фанера для изготовления опалубки, твердые токсичные химические материалы. Твердые материалы сортируются в зависимости от свойств материалов и методов их утилизации. Материалы, не вызывающие загрязнения близлежащего грунта в процессе фильтрации, закапывают в вырытую яму. Горючие материалы, не оказывающие отрицательного влияния на окружающий воздух, подлежат сжиганию в печи. Твердые токсичные химические материалы укладывают в закрытые непроницаемые контейнеры и сбрасывают в отведенное место для захоронения отходов, которое утверждается властями.

Источники шума, вибрации и запаха – рабочие непосредственно занятые с работой, где шум и вибрация в производстве должны носить защитные устройства (ушные пробки, наушники-глушители), а относительно источника запаха, такие работы проводятся только в закрытых помещениях. Рабочие должны носить маски, снабженные соответствующим фильтром.

Загрязнение воды – хозяйственно-бытовые стоки будут очищаться при помощи водоочистных установок на КС, ВП, РЭУ.

Загрязнение атмосферного воздуха – в процессе эксплуатации строительной техники и транспортных средств загрязнения воздуха выхлопными газами сводится к минимуму путем правильного проведения техобслуживания двигателей внутреннего сгорания и путем избежания использования оборудования со старыми двигателями.

Соблюдение требований по охране атмосферного воздуха согласовываются с органами по охране природы.

Сооружения связи являются одним из наиболее экологически чистых видов сооружений. Во время эксплуатации сооружения не выделяют вредных веществ в атмосферу, не дают промышленных отходов, не загрязняют воду.

Технология строительства и эксплуатации средств телекоммуникаций не оказывает вредного влияния на экологию региона.

Определенное влияние на природную среду может оказываться только в период строительства ВОЛС. Для уменьшения и устранения влияния на экологию и окружающую среду предусмотрены следующие мероприятия:

- для уменьшения воздействия на почву проектом предусмотрено максимально возможное использование кабелеукладчика;
- переходы через автомобильные и железные дороги предусмотрено выполнять в трубе, закрепленной за кожух трубопровода или методом прокола.

Технология строительства и эксплуатации средств телекоммуникаций не оказывает вредного воздействия на экологию. Поставляемое оборудование не содержит опасных выделений и не представляет опасность для окружающей среды. Для обеспечения безопасности и предупреждения аварийных ситуаций предлагаемое оборудование имеет встроенные средства, предотвращающие его возгорание и т. п. Все мероприятия и работы по установке оборудования будут выполнены в соответствии с существующими установленными требованиями, нормами и правилами техническим требованиями по данному оборудованию. Уровень шума в помещении должен соответствовать СанПиН 1.02.007-94 и не превышать уровень 50-60 Дб.

11. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

11.1 Основные решения по организации гражданской обороны, предупреждения ликвидации чрезвычайных ситуаций

В соответствии с требованиями Законов Республики Казахстан «О Гражданской обороне», «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» подготавливается и издается приказ о создании на магистральном газопроводе сил и формирований по Гражданской обороне, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее ГО и ЧС).

Главной задачей сил и формирований по ГО и ЧС является сохранение жизни и здоровья населения, защита персонала, территории и опасных производственных объектов, поддержание безопасного функционирования объектов в случае возникновения чрезвычайной ситуации или от воздействия средств поражения, террористических актов, другого несанкционированного внешнего и внутреннего воздействия.

На стадии Проект предусматривается предварительная разработка и согласование мероприятий по ГО и ЧС при эксплуатации линейных сооружений магистрального газопровода «Галдыкорган-Ушарал».

В соответствии с «Инструкцией по организации и ведению Гражданской обороны Республики Казахстан» предусмотрен перечень обязательной документации для формирования Гражданской обороны объекта, в том числе:

- приказ на их создание;
- схема организационно-штатной структуры формирования;
- утвержденный штатно-должностной список личного состава;
- ведомость оснащения формирований табельным имуществом;
- приказ о прикреплении техники и оборудования за личным составом;
- схема оповещения и сбора личного состава в рабочее и нерабочее время;
- план приведения формирований в готовность;
- журнал проверки формирования.

Первый руководитель компании по эксплуатации магистрального трубопровода несет персональную ответственность за подготовку личного состава, оснащение формирований ГО и ЧС техникой, оборудованием, снаряжением, другими материальными средствами и поддержание их постоянной готовности к применению в случае возникновения чрезвычайной ситуации или от воздействия современных средств поражения.

11.1.1 Категорирование магистрального газопровода по ГО

В соответствии с подпунктом 2 раздела 2 Инструкции по организации и ведению Гражданской обороны Республики Казахстан, утвержденной приказом АЧС РК 13 июля 2000 г. №165 и зарегистрированной в Министерстве юстиции РК 24 августа 2000 г. №1233 линейные сооружения магистрального газопровода относятся к категорированным объектам, как важнейшее проектируемое предприятие транспорта газа, имеющее межгосударственное значение.

11.1.2 Решения по организации действий при ГО и ЧС на линейных сооружениях магистрального газопровода

Разрабатываются и утверждаются мероприятия по организации формирований и средств Гражданской обороны в условиях чрезвычайных ситуаций, применения современных средств поражений, как в мирное, так и в военное время.

Основными видами обеспечения сил гражданской обороны и ЧС являются разведка,

химическое обеспечение, инженерное обеспечение, противопожарное обеспечение, дорожное обеспечение, гидрометеорологическое обеспечение, материально-техническое обеспечение, транспортное, медицинское обеспечение, охрана общественного порядка, информационное обеспечение.

Порядок обеспечения действий сил ГО и ЧС на магистральном газопроводе определяется Начальником ГО (председателем комиссии по ЧС). Непосредственными исполнителями всех видов обеспечения являются комиссии по ЧС, службы ГО и начальники соответствующих отделов и служб администрации магистрального газопровода.

Разведка

Основными задачами разведки являются:

- непрерывное наблюдение и контроль с целью выявления (установления) признаков опасности чрезвычайной ситуации или терроризма;
- при чрезвычайных ситуациях обеспечить определение границ очага бедствия и направления его распространения, определения объектов, которым непосредственно угрожает опасность;
- определение путей подхода техники к местам ведения спасательных работ;
- определение места аварий и их масштабы на технологических линиях и инженерно-технических коммуникациях;
- определение объемов предстоящих спасательных и других неотложных работ.

Инженерное обеспечение

Основными задачами инженерного обеспечения являются:

- инженерная разведка местности и очагов поражения;
- инженерное оборудование эвакуационных пунктов;
- инженерное обеспечение действий сил гражданской обороны при проведении спасательных и других неотложных работ в очагах поражения, а также при ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий;
- оборудование пунктов водоснабжения и освещения мест проведения спасательных и других неотложных работ в очагах поражения;
- выполнение мероприятий по маскировке;
- организация инженерной защиты личного состава объекта в районе сосредоточения и в очагах поражения.

Необходимо иметь планы инженерного обеспечения, разработанные на карте с объяснительной запиской.

На карте отражаются:

- пункты управления служб, выполняющие задачи инженерного обеспечения;
- данные о состоянии сооружений и маршрутов;
- район расположения инженерных формирований и их задачи; район расположения резервов;
- дислокация формирований и подразделений, участвующих в инженерном обеспечении сил и средств.

Химическое обеспечение

Основными задачами химического обеспечения являются:

- выявление и оценка радиационной и химической обстановки;
- определение режимов радиационной и химической защиты личного состава объекта;
- дозиметрический и химический контроль личного состава и оборудования объекта;
- использование средств индивидуальной и коллективной защиты.

Медицинское обеспечение

Основными задачами медицинского обеспечения являются:

- организация и проведение необходимых мер по медицинской защите населения, персонала и личного состава сил гражданской обороны;
- ведение медицинской разведки в случае заражений территории, окружающей среды, продовольствия и воды;
- проведение лечебно-эвакуационных, санитарно-гигиенических и противоэпидемиологических мероприятий при возникновении очагов заражения и в зонах чрезвычайных ситуаций;
- подготовка формирований Гражданской обороны, персонала объекта по оказанию экстренной медицинской помощи при чрезвычайной ситуации;
- организация снабжения медицинских формирований и учреждений службы экстренной медицинской помощи в ЧС, сил гражданской обороны медицинским, санитарно- хозяйственным и специальным имуществом.

Противопожарное обеспечение

Основными задачами противопожарного обеспечения являются:

- организация своевременной локализации и тушения пожаров, ведения спасательных и других неотложных работ;
- пожарная разведка в зонах чрезвычайных ситуаций, очагах поражения, на маршруте выдвижения и на участках (объектах) ведения спасательных и других неотложных работ;
- спасение и эвакуация людей из горящих, задымленных и загазованных зданий и сооружений;
- локализация и тушение пожаров в местах проведения спасательных и других неотложных работ;
- локализация пожаров в зонах средних и слабых разрушений, угрожающих мало пострадавшим от воздействия ударной волны объектам хозяйствования и жилой застройки.

Транспортное обеспечение

План транспортного обеспечения разрабатывается на карте с пояснительной запиской. На карте отражаются:

- железнодорожные, автомобильные пути сообщения;
 - инженерные коммуникации;
 - маршруты следования транспортных средств к пунктам посадки (погрузки) и время их прибытия в эти пункты;
 - сборные эвакуационные пункты, приемные пункты эвакуируемого населения и пункты управления транспортными средствами;
 - места нахождения основных ремонтных баз и заправок транспортных средств.
- На маршрутах и в местах эвакуации обеспечивается безопасность персонала.

Материально-техническое обеспечение

Основными задачами материально-технического обеспечения являются:

- своевременное и полное снабжение техникой, продовольствием, средствами защиты, связи, средствами противорадиационной и химической защиты, медицинским имуществом, обменной и специальной одеждой, строительными материалами, водой и другими материально-техническими средствами, а также защита продовольствия от средств поражений и опасности терроризма;
- поддержание в исправном состоянии и в постоянной готовности к использованию всех видов автотранспортной техники и оборудования.

Охрана общественного порядка (ОПП)

Основными задачами охраны общественного порядка и оперативной маскировки являются:

- охрана общественного порядка, обеспечение безопасности дорожного движения при выдвигании сил Гражданской обороны в район чрезвычайной ситуации или очага поражения, при проведении спасательных и других неотложных работ, эвакуация и рассредоточение населения и персонала объекта;
- охрана органов управления, важных объектов, транспортных и других сооружений, а также материальных ценностей;
- административный надзор за соблюдением установленных режимов (карантины, светомаскировки, поведение в особых условиях);
- проведение мероприятий по предупреждению и пресечению паники и массовых беспорядков;
- своевременное выполнение мероприятий по маскировке объектов, эвакуационных пунктов, инженерных сооружений.

Информационное обеспечение

Основными задачами информационного обеспечения являются:

- оповещение производственного персонала в случае возникновения чрезвычайной ситуации техногенного и природного характера;
- оповещение ответственных руководителей объекта о характере чрезвычайной ситуации и масштабах, а также органов государственного контроля, предприятий и населения;
- развертывание средств связи в зоне и эвакуационных пунктах, а также местах рассредоточения сил и средств Гражданской обороны;
- систематическое информирование местных органов государственной власти о ходе работ по ликвидации чрезвычайной ситуации.

11.1.3 Проведение аварийно-спасательных, неотложных и других работ по ГО и ЧС (АСНДР)

Проведение АСНДР по линейной части магистрального газопровода производится в соответствии с требованиями п.п. 19, 20, 21 главы 6 Инструкции по организации и ведению ГО РК.

После получения сигнала об аварии или о разрыве газопровода и приведения в готовность соответствующих органов компании по эксплуатации газопровода, сил средств и ликвидации ЧС организуется их выдвигание к участку аварии или разрыва. В зависимости от масштабов ЧС руководство организацией работ по ликвидации ЧС может быть возложено на руководителя компании по эксплуатации магистрального газопровода. При недостаточном количестве сил и средств компании для ликвидации ставятся в известность территориальные органы, специально уполномоченные решать задачи ГО и задачи по предупреждению и ликвидации ЧС субъектов РК, на территории которых произошло ЧС.

Основной задачей спасательных и других неотложных работ при чрезвычайных ситуациях является спасение людей и материальных ценностей. Последовательность выполнения этой задачи зависит от вида и масштабов чрезвычайных ситуаций, характера последствий, наличия и подготовленности сил, времени года и суток, состояния погоды и других факторов, влияющих на проведение спасательных и других неотложных работ.

Порядок приведения в готовность и действия сил определяются в заблаговременно разрабатываемых планах. Планы составляются на основе прогнозирования возможных чрезвычайных ситуаций.

Успех действий сил, эффективность их применения в значительной степени зависит от своевременной организации и ведения разведки, учета конкретных условий. Разведка должна вестись в соответствии с задачами и характером предстоящих действий. Задачи по разведке ставит, как правило, начальник Гражданской обороны или его заместитель. Он указывает цель разведки, какие сведения, и к какому времени необходимо их получить, где и на выполнение каких задач

необходимо сосредоточить основные усилия, какие для этого использовать силы и средства.

В зонах (районах) чрезвычайных ситуаций разведка определяет:

- границы зоны (района) чрезвычайной ситуации и направление ее распространения;
- объекты и населенные пункты, которым непосредственно угрожает опасность;
- места скопления людей;
- пути подхода техники к местам ведения работ;
- состояние поврежденных зданий и сооружений и наличие в них пострадавших, которым необходима помощь в первую очередь;
- места аварий на технологических линиях и коммунально-технических сетях, состояние смотровых колодцев и отключающих устройств, размеры разрушений на них;
- объемы работ, условия их производства, возможности применения техники и средств механизации.

Разведку ведут разведывательные звенья. Их число и состав зависят от размера зоны, охваченной чрезвычайной ситуацией или масштабом аварии, а также от специфики производства, на котором произошла авария. Каждое разведывательное звено должно получить конкретную задачу, объект или участок ведения разведки. Разведывательные звенья должны быть обеспечены средствами связи, транспортом и соответствующими приборами (при необходимости). В состав разведывательных звеньев, как правило, должны включаться специалисты, знающие специфику производства, расположение объектов, застройку населенных пунктов, территорию района.

В случае возникновения аварии на линейной части магистрального газопровода, разведка должна осуществляться специализированными разведывательными звеньями или в их состав должны включаться специалисты с соответствующими приборами разведки. В состав таких разведывательных звеньев должны включаться и медицинские работники.

При разрыве магистрального газопровода необходимо в первую очередь отсечь поврежденный участок и вывести его из работы с помощью линейных крановых узлов. При нарушении герметичности трубопровода газа возникает загазованность окружающей местности, которая при несвоевременном отсечении поврежденного участка может достигать больших площадей и сопровождаться взрывом и пожаром. Поэтому максимально эффективными мерами в начальный период развития аварии является аварийное отключение поврежденного участка и предотвращение загорания или взрыва газа.

Для этого необходимо определить зону загазованности с учетом направления ветра на месте аварии, оградить ее и закрыть доступ в зону загазованности техники и людей.

Технологический персонал, участвующий в ликвидации аварии, должен оповестить через диспетчерскую службу вышестоящее руководство о характере аварии и докладывать обстановку о ходе устранения аварии периодически с помощью имеющихся средств связи. Наличие средств индивидуальной защиты у персонала обязательно.

При взрыве и пожаре на газопроводе вызывается противопожарная служба, которая приступает к тушению пожара, после отсечения поврежденного участка и ликвидации причин, которые могут привести к новому взрыву и развитию аварии.

Для получения оперативных данных о размерах стихийных бедствий, крупных аварий и катастроф и общем характере их последствий может проводиться воздушная разведка.

Сведения, собранные разведывательными группами, изучаются в органах управления Гражданской обороны, на их основе оценивается состояние зоны чрезвычайной ситуации, и определяются меры, направленные на ликвидацию последствия чрезвычайной ситуации.

Для ликвидации последствия стихийного бедствия и производственной аварии создается группировка сил и средств.

Личный состав формирований, привлекаемых для спасательных и других неотложных работ, оповещается о сборе в порядке, предусмотренном планами Гражданской обороны.

Группировка сил и средств для ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций создается по мере прибытия формирований и других сил в район бедствия. Выдвижение формирований в зону

чрезвычайной ситуации осуществляется с принятием соответствующих мер по преодолению на пути движения зон (участков) пожаров и завалов, разрушенных мостов и переправ, других осложняющих факторов.

В районе чрезвычайной ситуации формирования сосредотачиваются на указанных им участках и получают конкретные задачи. Командиры формирований несут личную ответственность за успешное выполнение поставленных задач.

Получив задачу, командиры формирований уясняют ее, оценивают обстановку, принимают решение, отдают устный приказ и организуют работу формирований. В своем решении командиры формирований определяют последовательность выполнения работ, задачи подчиненным и приданным формированиям, порядок взаимодействия, мероприятия по всестороннему обеспечению действий формирований и организации управления. В приказе командиры указывают обстановку в районе работ, задачу формирования (при необходимости задачи соседних формирований), места расположения пунктов медицинской помощи, пути и порядок эвакуации пострадавших, время начала работ, свое место и место заместителя.

В районах чрезвычайных ситуаций в первую очередь выполняются мероприятия, связанные с проведением спасательных работ, предупреждением катастрофических последствий, предотвращением возникновения возможных вторичных факторов, которые способны вызвать гибель людей и уничтожение материальных ценностей. Работы ведутся непрерывно до полного завершения.

В ходе работ командиры осуществляют непрерывное управление своими формированиями, приданными силами и средствами. Задачи подчиненным в зависимости от обстановки и наличия времени ставятся (доводятся) посредством устных приказов и распоряжений, отдаваемых лично командиром формирования, а также командами и сигналами. Приказы, распоряжения и команды должны быть краткими и ясными.

Основным средством, обеспечивающим управление подчиненными формированиями, является связь. Она организуется на основе решения командира формирования и указаний старшего начальника с использованием всех средств, имеющихся в формировании и выделенных дополнительно старшим начальником.

Командир формирования должен постоянно знать обстановку в районе работ, а при ее изменении обязан быстро принять соответствующее решение, уточнить или поставить новые задачи подчиненным.

Важным элементом в ходе работ по ликвидации последствий стихийных бедствий и производственных аварий является поддержание непрерывного взаимодействия между формированиями. Оно достигается согласованием действий формирований по цели, месту и времени, взаимной помощью для наиболее успешного выполнения задачи.

После выполнения поставленных задач формирования выводятся в указанные им районы и готовятся, если в этом есть необходимость к выполнению новых задач.

1) В районах возникновения чрезвычайной ситуации организуется комендантская служба, которая не допускает или ограничивает доступ населения, регулирует движение на маршрутах выдвижения сил Гражданской обороны, эвакуации населения и материальных ценностей. Поддерживает общественный порядок и контролирует соблюдение формированиями и населением установленного порядка и правил передвижения, охраняет наиболее важные дорожные сооружения, переправы, государственные учреждения и другие особо важные объекты. Для организации комендантской службы привлекаются формирования охраны общественного порядка, а также подразделения органов внутренних дел.

2) Защита от землетрясений

В целях защиты населения, территорий и организаций заблаговременно проводится следующий комплекс мероприятий Гражданской обороны:

- развитие республиканской системы сейсмологических наблюдений и прогноза землетрясений;
- научное прогнозирование, оценка сейсмической опасности и сейсмическое

микрорайонирование территории республики;

- разработка строительных норм и правил с учетом сейсмической опасности;
- научное обоснование расчетов и проектирование эффективных конструкций сейсмостойких зданий и сооружений и надежного функционирования объектов хозяйствования;
- осуществление контроля над качеством строительства сейсмостойких зданий и сооружений;
- обеспечение сейсмостойкости и надежного функционирования зданий и сооружений существующей застройки;
- регулирование застройки территорий с учетом возможных сейсмических воздействий.

При ликвидации последствий землетрясения проводятся следующие мероприятия:

- получение информации о землетрясении, принятие решения и доведение его до регионов, органов управления, организаций, населения;
- организация управления спасательными и другими неотложными работами, а также их материально-техническое обеспечение;
- руководство действиями сил и средств Гражданской обороны, придаваемыми силами и средствами, другими мероприятиями, согласно плану Гражданской обороны, раздел "Землетрясение".

Руководители центральных, местных представительных и исполнительных органов, органов местного самоуправления, организаций всех форм собственности в целях защиты населения и снижения экономического ущерба от возможных землетрясений заблаговременно обязаны:

- организовывать проведение сейсмического районирования и оценку сейсмической опасности на подведомственных территориях, на которых расположены объекты, представляющие повышенную опасность для населения и окружающей среды, а также в районах интенсивной нефтедобычи-, газодобычи и подземных выработок;
- проводить работы по антисейсмическому усилению зданий и сооружений, прежде всего жилых домов, школ, детских дошкольных учреждений, больниц, других зданий, сооружений с массовым пребыванием людей и объектов жизнеобеспечения (тепло-, водоснабжения, газоснабжения, энергоснабжения и связи, канализации), химических и взрывоопасных производств;
- предусматривать при проведении капитальных ремонтов не сейсмостойких зданий и сооружений обязательное антисейсмическое усиление их строительных конструкций;
- не допускать строительства зданий и сооружений без принятия специальных мер по обеспечению их сейсмостойкости, а также строительства в зонах тектонических разломов, неблагоприятных грунтовых условиях и на оползне опасных склонах.

В целях ликвидации последствий землетрясения руководители центральных и местных исполнительных органов и организаций всех форм собственности обязаны:

- организовать проведение спасательных работ и оказание первой медицинской помощи пострадавшим;
- осуществлять сбор и представление в вышестоящие органы и населению информацию о силе землетрясения, разрушениях, потерях и принимаемых мерах по ликвидации его последствий;
- организовать ликвидацию последствий землетрясения и другие мероприятия жизнеобеспечения;
- зачистка и рекультивация пораженных участков.

При недостаточности сил персонала магистрального газопровода к ликвидации последствий разрыва линейного сооружения магистрального газопровода и пожара будут привлекаться различные силы территориальных подсистем ЧС:

- разведки (воздушной, наземной, речной), сводные отряды (команды, группы) механизации работ, команды (группы) обеззараживания, пожарные команды (группы, отделения, расчеты), центры медицины катастроф, формирования ГО и ЧС.

Основной комплект техники, необходимой для локализации и ликвидации на магистральном газопроводе: канавокопатели, бульдозеры, экскаваторы, погрузчики, пожарные автомобили, мотопомпы, автоцистерны, самосвалы, прицепы, вспомогательные автомобили, трактора с широкой

траковой лентой, указываются в ПЛВА организации и Плана действий по ГО и ЧС линейной части.

11.1.4 Организация взаимодействия между органами управления, формированиями ГО и ЧС и другими организациями

Успешное выполнение задач ГО и ЧС, особенно мероприятий по рассредоточению и эвакуации населения, а также проведению спасательных и других неотложных работ в районах ЧС, очагах поражения может быть достигнуто только объединенными и согласованными действиями всех участвующих в них сил и средств.

Вопросы взаимодействия между органами управления и силами, привлекаемыми к ликвидации ЧС на объектах линейных сооружений магистрального газопровода составлены в соответствии с п.п.37-41 главы 9 Инструкции по организации и ведению ГО РК и указываются в ПЛВА и планах организации по ГО и ЧС.

К ликвидации ЧС на линейных сооружениях магистрального газопровода привлекаются органы управления и силы компании, подрядных организаций и других субъектов областей и РК.

Сущность взаимодействия заключается в целенаправленной деятельности, согласованной по целям, задачам, месту, времени и способам действий и планируется заблаговременно, при разработке планов ГО и ЧС которые, уточняются ежегодно, а также при угрозе возникновения ЧС и в ходе проведения АСНДР.

Условия взаимодействия указываются в ПЛВА и Плана ГО и ЧС организации.

11.1.5 Управление мероприятиями и действиями ГО и ЧС

Площадки работают в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала, в случае необходимости его эвакуации при аварийных ситуациях проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- двери и калитки АГРС предусматриваются открываемыми наружу, калитки с выходами с территории площадок в противоположные стороны;
- подъезды пожарных машин и спецтехники ко всем площадкам
- разворотные площадки 12х12м за границами участка
пожарный щит и ящик с песком

При аварии на участке магистрального газопровода пункт управления может быть размещен непосредственно на месте аварии с использованием средств мобильной связи.

Оповещение и информация территориальных органов управления ГО и ЧС районов и субъектов РК осуществляется по существующим сетям проводного и радиовещания рассмотренным в соответствующих разделах с передачей информации о месте, причине характере аварии, принятых мерах по ее ликвидации и передаче рекомендации по правилам поведения, способов защиты.

Связь с подчиненными, вышестоящими и взаимодействующими органами управления организуется с использованием штатных средств связи, при их недостатке с развертыванием мобильных средств связи непосредственно в районе ликвидации ЧС.

11.1.6 Обеспечение эвакуационных мероприятий на участке газопровода

Эвакуационные мероприятия разрабатываются в соответствии с требованиями п.13 главы 5 Инструкции организации и ведению ГО РК и Инструкции по организации и проведению эвакуационных мероприятий.

Обеспечение эвакуационных мероприятий на линейных сооружениях магистрального газопровода обеспечивается сочетанием комплекса технических и организационных мероприятий, основными из которых являются:

- проектирование и строительство помещений и сооружений на объектах с учетом обеспечения экстренной эвакуации обслуживающего персонала,
- строительство дорог и подъездных путей с твердым покрытием;

обеспечением противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями на каждом;
наличием служебного автотранспорта с повышенной проходимостью на каждом;
наличие вертолетной площадки возле каждого.

Решение на эвакуацию персонала принимает руководитель магистрального газопровода, в зависимости от состояния дорог опасного объекта и наличием средств воздушного сообщения, в соответствии с ПЛВА и Планом действий по ГО и ЧС.

Для этой цели на каждом первичном объекте магистрального газопровода разрабатывается план эвакуации.

В соответствии с этим планом на первом этапе предусматривается выход обслуживающего персонала из зданий, сооружений и производственных помещений и сбор в установленных укрытиях, на безопасной и защищенной от теплового воздействия территории.

На втором этапе предусматривается вывоз автотранспортом или выход обслуживающего персонала за пределы объекта на безопасное расстояние. Решение на второй этап эвакуации принимает руководитель первичного объекта газопровода по согласованию председателем КЧС.

На третьем этапе предусматривается полная эвакуация обслуживающего персонала из района первичного объекта газопровода, который оказался в зоне ЧС автомобильным или воздушным транспортом. Решение на третий этап эвакуации принимает Председатель КЧС (Начальник ГО) газопровода.

11.1.7 Решения по предупреждению ЧС, источниками которых являются опасные природные процессы и снижению их последствий

Анализ риска возникновения опасных природных процессов

Опасными природными процессами являются:

- землетрясения;
- оползневые и просадочные процессы;
- наводнения;
- ураганы;
- степные пожары.

Землетрясения

Риск возникновения землетрясения по Южно-Казахстанской, Кызылординской области оценен по картам сейсмического районирования СНиП РК 2.03-04-2001. Согласно карте сейсмического районирования по Южно-Казахстанской, Джамбульской, Алматинской областей, сейсмичность территории магистрального газопровода оценивается в 6-9 баллов по шкале MSK -64.

Просадочные процессы

В соответствии с п. 8.16 СНиП 2.05.06-85* участки трубопровода рассчитаны на нагрузки от геологических опасностей, полученных на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода. В соответствии со СНиП 2.01.15-

90 и СНиП 3.02.01-87 предусмотрены инженерные мероприятия по защите трубопровода от опасного воздействия геологических процессов. Опасность смещения грунта возможны на участках подтопления, солончаках и сорах. На сорных и на солончаковых участках предусматривается надземная прокладка трубопровода. На подтопляемых участках и на реках предусматривается балластировка трубопровода.

Наводнения

Речная сеть на трассе магистрального газопровода характеризуется паводковым затоплением в поймах рек продолжительностью 20-40 дней. Период паводкового наводнения – апрель-июнь.

Ураганы

По статистическим данным наблюдений в пределах зоны влияния магистральной системы катастрофических ураганных явлений не наблюдалось.

Пыльные бури возможны по всей трассе проектируемого газопровода продолжительностью 15-18 дней в году.

Степные пожары

Угроза степных пожаров по трассе проектируемого газопровода характеризуется малой степенью опасности из-за незначительной растительности.

11.1.8 Оценка воздействия природных опасностей на газопроводную систему

Землетрясения

Анализ материалов о состоянии подземных трубопроводов после землетрясений, а также результаты аналитических и экспериментальных исследований позволяют считать, что одной из главных причин разрушения этих сооружений являются сейсмические воздействия, направленные вдоль продольной оси трубопровода (за исключением случаев, когда трубопровод пересекает линии тектонических разломов). Наиболее существенные повреждения отмечаются, прежде всего, на тех участках, где происходили заметные сейсмические подвижки в толще грунтового массива, к которым особенно чувствительны подземные трубопроводы, хорошо заземленные в грунте. Характерными повреждениями являются разрывы и потеря устойчивости стальных трубопроводов с равнопрочными стыками на прямолинейных и криволинейных участках (при действии продольных и сжимающих усилий).

В зависимости от ряда факторов:

- силы сейсмического воздействия;
- характеристики грунтового основания и размера подвижек в толще грунтового массива на уровне прокладки трубопровода;
- диаметра трубопровода и степени его заземления в грунте возможны различные формы потери устойчивости участков или элементов трубопроводов.

Продольные сжимающие усилия вызывают часто также повреждения задвижек и кранов, разрушение узлов ввода трубопроводов в резервуары и участков подсоединения к оборудованию. Продольные растягивающие напряжения часто приводят к разрушениям (разрывам) нежестких стыков (раструбных, муфтовых и иногда сварных) даже во время землетрясений умеренной силы.

Степень повреждения подземных трубопроводов, помимо силы сейсмического воздействия, в значительной степени зависит от характеристик грунтового основания, конструкций закрепления трубопроводов на опорах, наличия демпферов, компенсаторов или компенсационных участков. При недостаточной компенсационной способности систем подземных трубопроводов и значительных сейсмических воздействиях, направленных вдоль продольной оси трубопровода и вызываемых взаимным смещением опор, отмечаются случаи потерь устойчивости стенок труб, возможны даже разрывы трубопроводов по сварным стыкам на подземных и подводящих надземных участках трубопроводов малого диаметра. Наибольшие повреждения подземных трубопроводов происходят в тех случаях, когда деформации грунта при сейсмических воздействиях значительны, а возможности для смещения трубопровода относительно грунтовой толщи ограничены.

11.1.9 Мероприятия ГО по защите населения, территорий и организаций, осуществляемые заблаговременно

Мероприятия ГО по защите населения, территорий и организаций от последствий ЧС проводятся согласно главе 4 (п.1.2) Инструкции по организации и ведению ГО Республики Казахстан и включают:

- организацию, развитие и поддержание в постоянной готовности систем управления, оповещения и связи;

- создание сил ГО и ЧС, их подготовка и поддержание в постоянной готовности к действиям по назначению;
- подготовка персонала магистрального газопровода, обучение населения;
- наблюдение и лабораторный контроль за радиационной, химической, бактериологической (биологической) обстановкой;
- проведение комплекса мероприятий по повышению устойчивости функционирования отраслей и организаций;
- сооружение защитных укрытий.

11.1.10 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Основными мероприятиями по предупреждению ЧС в ходе эксплуатации магистрального газопровода являются:

- тщательный контроль утечек (выбросов) с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений, входящих в автоматизированная система управления (далее АСУ);
- оборудование газопровода системами отсечки и поддержание их в рабочем состоянии;
- оборудование локальных систем оповещения и сигнализации;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации ЧС (противопожарные формирования, группы по борьбе с разливами);
- наличие транспортных средств для доставки сил ликвидации ЧС к аварийным участкам;
- постоянное патрулирование полосы отвода (линейная часть) с использованием наземных и воздушных средств;
- подготовка обслуживающего персонала к действиям при ЧС;
- подготовка руководства к действиям в условиях ЧС и ликвидации ЧС;
- своевременное диагностирование состояния газопровода и запорной арматуры.

11.1.11 Анализ риска аварийных ситуаций на магистральном газопроводе

Идентификация опасностей. Линейная часть газопровода

Аварийные ситуации на линейных сооружениях возникают в результате действия различных факторов, отражающих особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в конкретных условиях окружающей природной и социальной среды. На основе статистических данных аварийности магистральных газопроводов выделено 10 групп факторов, влияющих на возникновение аварийных ситуаций. Для каждой группы факторов (опасностей) определены коэффициенты, характеризующие вклад данной группы в общую статистику отказов.

Факторы аварийности магистральных газопроводов:

Таблица 11.1.1

№ группы	Наименование группы факторов	Доля группы, %
1	Внешние антропогенные воздействия	20.0
2	Подземная коррозия	2.0
3	Атмосферная коррозия	2.0
4	Внутренняя коррозия	20.0
5	Качество производства труб и оборудования	15.0
6	Качество строительно-монтажных работ	15.0
7	Качество и сроки испытаний	5.0
8	Конструктивно-технологические факторы	5.0
9	Природные воздействия	10.0
10	Эксплуатационные факторы	6.0

Как видно из таблицы, опасности возникновения аварийных отказов связаны, в основном, с качеством изготовления и монтажа трубопровода (30%), коррозионными процессами (24%), внешними (20%) и природными воздействиями (10%).

При аварии на газопроводе, в силу каких-либо из перечисленных выше причин, развитие аварийной ситуации может происходить по одному из двух наиболее вероятных сценариев:

- разгерметизация газопровода по поверхности земли и/или водных объектов, без воспламенения газа;
- разгерметизация по поверхности земли и/или водных объектов, сопровождающихся пожаром на поверхности.

Развитие аварийной ситуации по первому и второму сценарию, представляет опасность, главным образом, и для людей, и для окружающей среды.

Кроме этого, при развитии аварийной ситуации по второму сценарию, угроза жизни населению возрастает в силу достаточно высокой токсичности продуктов горения газа, поступающих в атмосферу, а также термического воздействия пожара.

Ввиду свойств самого продукта (газа) возможно загрязнение окружающей среды в значительных масштабах. При этом непосредственная угроза жизни населения невелика, поскольку газ обладает малой токсичностью и не может привести к летальным последствиям даже при формировании зон с высокой концентрацией газа в месте аварии. В то же время косвенные последствия могут представлять определенную угрозу здоровью людей.

- разгерметизация трубопровода в силу внешних и внутренних причин;
- поступления газа в атмосферу.

Основная опасность подобных аварий связана с загрязнением окружающей среды. Аварии подводных газопроводов, сопровождающиеся поступлением газа, вызывают также загазованность окружающей среды.

11.1.12 Решения по предупреждению ЧС, связанных с авариями на газопроводе

В настоящем подразделе представлен комплекс технических решений, предусмотренных в проекте, направленных на предотвращение и исключение аварийных ситуаций на магистральном газопроводе «Талдыкорган-Ушарал».

При этом основополагающими принципами являются:

- сведение к минимуму вероятности аварийных ситуаций путем применения

комплексных мероприятий, направленных на устранение причин их возникновения;

- своевременное обнаружение утечек (разрывов) и быстрая ликвидация их последствий;
- обеспечение безопасности обслуживающего персонала, населения, сведения к минимуму ущерба от загрязнения окружающей среды.

Ниже приводятся заложенные в Проекте технические решения и организационные мероприятия по обеспечению безопасности и противоаварийной устойчивости при проектировании газопровода, а также при их строительстве и эксплуатации.

1) Нормы отвода земель под линейные сооружения в соответствии с СН РК 3.02-16-2003.

2) Расстояния между сооружениями приняты согласно технологическим нормам и требованиям, отвечающих противопожарным нормам, соответствие проектных решений требованиям СНиП II-89-80*.

3) Проект разработан в соответствии с действующими нормативными документами, а также согласно полученных технических условий на проектирование, выданных соответствующими службами.

4) Для строительства линейных сооружений газопровода предусматривается применение высокопрочных труб повышенного качества изготовления, с высокоэффективным и долговечным заводским изоляционным покрытием, обеспечивающим при высоком качестве строительства надежную и безопасную работу в течении всего периода эксплуатации.

5) Секционирование газопровода через каждые 30 км согласно СНиП 2.05.06-85*

«Магистральные трубопроводы».

6) Защита трубопроводов от коррозии по первой очереди предусматривается изоляционным покрытием и ЭХЗ.

7) В целях обеспечения устойчивости трубопроводов против всплытия при переходе водных преград, заливаемых территорий и обводненных участков предусматриваются утяжелители и балластирующие устройства.

8) Компонировка проектируемых сооружений выполнена в соответствии с требованиями СНиП РК.

12. ПРИНЯТЫЕ НОРМЫ И СТАНДАРТЫ

№ нормативного документа	Наименование
Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 08.02.2006 № 35	Правила пожарной безопасности в Республике Казахстан
Постановление Правительства РК от 16.01.2009 №14	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»
СНиП 2.05.06 – 85*	Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования
СНиП II – 89 – 80*	Генеральные планы промышленных предприятий
СНиП РК 1.02-01-2007*	Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство
СНиП РК 1.03 – 05 – 2001	Охрана труда и техника безопасности в строительстве
СНиП 2.01-07.85	Нагрузки и воздействия
СНиП РК 2.01-19-2004	Защита строительных конструкций от коррозии
СНиП РК 2.02-05-2009	Пожарная безопасность зданий и сооружений
СНиП РК 3.05-09 – 2002	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
СНиП РК 2.03-30-2006 (изд. 2009)	Строительство в сейсмических районах
СНиП РК 2.04-01-2001* (изд. 2005)	Строительная климатология
СНиП 2.04.12-86	Расчет на прочность стальных трубопроводов
СНиП РК 3.03-01-2001	Железные дороги колеи 1520 мм
СНиП РК 5.01-01-2002	Основания зданий и сооружений
СНиП РК 5.03.34-2005	Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения
СНиП РК 5.03-37-2005	Несущие и ограждающие конструкции
СНиП РК 5.04-23-2002	Стальные конструкции. Нормы проектирования
СНиП РК 5.04-18-2002	Металлические конструкции. Правила производства и приемки
СТ РК 1916-2009	Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию
СТ РК 1666-2007	Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия
ГОСТ 12.4.026 – 76	Цвета сигнальные и знаки безопасности
ГОСТ 24950 – 81	Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия
СТ РК ГОСТР 51164-2005	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 9.602-2005	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
МСН 4.02 – 03 – 2004	Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов
ВСН 185 – 85	Расчет на прочность обвязочных трубопроводов

№ нормативного документа	Наименование
ВСН 51 – 3 – 85	Нормы проектирования промышленных стальных трубопроводов
ВСН 004 – 88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 003 – 88	Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб
ВСН 005 – 88	Строительство промышленных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 008 – 88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция
ВСН 009 – 88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
ВСН 010 – 88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Подводные переходы
ВСН 011 – 88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
ВСН 012 – 88	Часть 1. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
ВСН 012 – 88	Часть 2. Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи – приемки
ВСН 014 – 89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды
РНТП 01 – 94	Определение категорий помещений, зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности. Республиканские нормы
СН РК 3.02 – 16 – 2003	Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов
СТ АО 38446106-005-2008	Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов
СТ АО 38446106-006-2008	Правила технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов
СТ АО 38446106-004-2006	Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов
СТ ГУ 153 – 39 – 161 – 2006	Системы линейной телемеханики магистральных газопроводов. Общие технические требования
СТ ГУ 153-39-055-2006	Порядок разработки рабочей документации автоматизации технологических процессов
СТ ГУ 153-39-155-2006	Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления. Общесистемные технические требования
СТ ГУ 153-39-012-2005	Магистральные газопроводы. Методика оценки локальных механических напряжений в основном металле и сварных соединениях газопроводов
ОСТ ГУ 153-39-012-2005	Методика по применению стальных труб газовой и нефтяной промышленности
СТ ГУ 153-39-002-2005	Инструкции по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов композиционными материалами

№ нормативного документа	Наименование
СТ ГУ 153-39-004-2005	Рекомендации по выявлению утечек транспортируемого газа на магистральных газопроводах
СТ ГУ 153-39-005-2005	Инструкция по проведению паспортизации технологических трубопроводов обвязок оборудования и аппаратов воздушного
СТ ГУ 153-39-006-2005	Инструкции по применению аварийных источников электроэнергии на компрессорных станциях магистральных
СТ ГУ 153-39-007-2005	Магистральные газопроводы. Инструкции по проведению контроля за техническим состоянием и гидравлическими испытаниями
СТ ГУ 153-39-009-2005	Магистральные газопроводы. Оценка работоспособности балочных переходов магистральных газопроводов через малые реки, ручьи и
СТ ГУ 153-39-011-2005	Магистральные газопроводы. Инструкции по оценке стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности
СТ ГУ 153-39-013-2005	Магистральные газопроводы. Инструкция по техническому обследованию и контролю за состоянием подземных переходов
СТ ГУ 153-39-014-2005	Магистральные газопроводы. Инструкции по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов
СТ ГУ 153-39-016-2005	Инструкции по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов
СТ ГУ 153-39-017-2005	Рекомендации по повышению надежности технологических трубопроводов газораспределительных станций
СТ ГУ 153-39-022-2005	Инструкции по применению технологии комплексной защиты от коррозии трубопроводов, транспортирующих нефтяной попутный
СТ ГУ 153-39-023-2005	Рекомендации по электрохимической защите подземных многониточных магистральных газопроводов
ОСТ ГУ 153-39-011-2005	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт и техническое обслуживание средств электрохимзащиты
СТ ГУ 153-39-025-2005	Инструкция по применению изолирующих фланцевых соединений на магистральных газопроводах
СТ ГУ 153-39-026-2005	Указания по применению вставок электроизолирующих для газопроводов
СТ ГУ 153-39-031-2006	Инструкция по балластировке трубопроводов с использованием закрепленных грунтов
СТ ГУ 153-39-043-2006	Методические указания по пневматическому испытанию наружных трубопроводов компрессорных станций
СТ ГУ 153-39-048-2006	Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных газопроводов
СТ ГУ 153-39-087-2006	Инструкция по проектированию зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности
СТ ГУ 153-39-172-2006	Охрана магистральных газопроводов
СТ ГУ 153-39-186-2006	Методика по определению категории производств по взрывной, взрывопожарной опасности
ПУЭ РК	Правила устройств электроустановок, 2008 г.