

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ
на 2026-2035 гг.
к рабочему проекту
«Строительство автоматической
газораспределительной станции (АГРС) Жана
Иле в г. Конаев Алматинской области»**

Руководитель
ГУ «Управление энергетики и
водоснабжения Алматинской области»



/Бегимбеков А.К.

2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ	
ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	6
1.1 Характеристика предприятия	6
1.2 Карта-схема предприятия	7
1.3 Технологические решения	9
2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ	11
2.1 Характеристика отходов, образования, сбора, места их хранения, утилизации и захоронения, рекультивации и/или уничтожения	11
2.2 Количественные и качественные показатели текущей ситуации с отходами в динамики за последние три года	17
2.3 Приоритетные виды отходов	17
2.4 Анализ ситуации с управлением отходами на предприятии	17
3. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	18
4. ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	18
4.1 Показатели программы по достижению поставленных задач	18
4.2 Нормативы размещения отходов производства и потребления	19
5. НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ	21
6. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ	21
ВЫВОДЫ	24
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	25

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПУО – программа управления отходами

Обращение с отходами – виды деятельности, связанные с отходами, включая предупреждение и минимизацию образования, сбор, утилизацию, переработку, обезвреживание, транспортировку, обезвреживание, транспортировку, хранение(складирование) и удаление отходов;

Окружающая среда – совокупность природных и искусственных объектов, включая атмосферный воздух, озоновый слой Земли, подземные и поверхностные воды, земли, недра, животный и растительный мир, а также климат в их взаимодействии;

Вид отходов – совокупность отходов, которые имеют общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией обращения.

Хранение – складирование отходов в специально отведенных местах в целях их последующего безопасного удаления;

Утилизация – использование отходов в качестве вторичных материальных или энергетических ресурсов;

Переработка – физические, тепловые, химические или биологические процессы, включая сортировку, которые изменяют характеристики отходов для уменьшения их объема или опасных свойств, облегчают обращение с ними или улучшают их утилизацию;

Обезвреживание – уменьшение или устранение опасных свойств отходов путем механической, физико-химической или биологической обработки;

Размещение – хранение или захоронение отходов производства и потребления;

Захоронение – складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока;

Удаление – операции по захоронению и уничтожению отходов;

Накопление – временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков (не более 6 месяцев), осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления;

Плановый период – период, на который разработана Программа не более 10 лет;

Приоритетные виды отходов – виды отходов, предотвращение образования и увеличение доли восстановления, которых в рамках планового периода будет более эффективно с точки зрения снижения антропогенной нагрузки на окружающую среду;

ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду;

Объект размещения отходов – специально оборудованное сооружение,

предназначенное для размещения отходов (полигон, шламохранилище, хвостохранилище и другое)

ВВЕДЕНИЕ

Операторы объектов I и (или) II категории, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, разрабатывают Программу в соответствии с требованиями статьи 335 Кодекса)

Основными нормативными документами по разработке программы являются:

- Экологический кодекс Республики Казахстан;
- Правила разработки программы управления отходами. Приказ И.о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №318.

При разработке Программы управления отходами были использованы данные проекта ОВОС.

Программа управления отходами разработана во исполнение требований законодательства Республики Казахстан для природопользователей с целью согласования с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды мероприятий:

- по обеспечению постепенного сокращения объемов отходов;
- по рекультивации мест размещения отходов;
- по снижению их вредного воздействия на окружающую среду.

Программа разработана в соответствии с принципом иерархии и содержит сведения об объеме и составе образуемых и (или) получаемых от третьих лиц отходов, способах их накопления, сбора, транспортировки, обезвреживания, восстановления и удаления, а также описание предлагаемых мер по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации.

Плановый период программы с 2026-2035 гг, исходя из сроков строительства.

Пересмотр программы управления отходами осуществляется до момента получения нового экологического разрешения в соответствии со статьей 106 Кодекса.

ПАСПОРТ ПРОГРАММЫ

Наименование программы	Программа управления отходами для автоматической газораспределительной станции (АГРС) Жана Иле в г. Конаев Алматинской области Программа управления отходами к рабочему проекту «Строительство автоматической газораспределительной станции (АГРС) Жана Иле в г. Конаев Алматинской области»
Основание для разработки	Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
Сроки реализации программы	2026-2035 годы
Цель программы	Разработка комплексов мер, направленных на усвоение системы управления отходами в рамках реализации рабочего проекта «Строительство автоматической газораспределительной станции (АГРС) Жана Иле в г. Конаев Алматинской области» включая: - уменьшение образования отходов; - увеличение доли отходов, использующихся в качестве вторичного сырья; - обеспечение экологически безопасного обращения с отходами; - применение наиболее эффективных доступных технологий и международного опыта при обращении с отходами.
Задачи программы	1. Проведение анализа существующей системы обращения с отходами 2. Изучение и применение международного опыта 3. Разработка плана мероприятий, направленных на достижение цели программы.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

1.1 Характеристика предприятия

Рабочим проектом предусматривается строительство автоматической газораспределительной станции (АГРС) Жана Иле в г. Конаев Алматинской области.

Согласно технологическим решениям в состав объектов строительства входят следующие объекты:

1. площадка охранного кранового узла (ОКУ-1);
2. отсечной кран (СК-1);
3. отсечной кран (СК-2);
4. площадка АГРС;
5. площадка ПГБ;
6. Подъездная автодорога.

Режим работы проектируемого объекта, круглосуточный 365 дней в году.

Общая нормативная продолжительность строительства составляет 35 месяцев (с февраля 2026 по декабрь 2028г.).

Численность строительного персонала составит – (300 человек).

1.2 Карта-схема предприятия

Проектируемый объект расположен в Жана Иле в г. Конаев Алматинской области.

В орографическом отношении исследуемая территория представлена обширной межгорной впадиной, ограниченной на севере горами Шолак и хребтом Малайсары, на юге – Заилийским Алатау. С севера к району примыкают обширные песчаные массивы (Женишкекум, Жуанкум, Мойынкум), расположенные севернее хребта Малайсары. Южнее хребта раскинулось плато Итжон, с запада (по левому берегу реки Или) с площадкой граничит плато Караой. Территория расположена к северо-западу от северного побережья Капчагайского водохранилища, образованного на реке Или. С юга к водохранилищу примыкает холмисто-увалистая предгорная равнина, образованная предгорной ступенью хребта Заилийский Алатау, так называемыми прилавками. Эта равнина сильно расчленена системой глубоких меридионально вытянутых логов и долин.

Геоморфология

Исследуемая территория расположена в пределах Орогенного пояса Казахстана и занимает Илийский регион второго порядка. Илийский регион примыкает с юга к Северо-Тяньшанской складчатой системе. Орогенный пояс Казахстана является окраинной зоной громадного массива горных цепей Центральной Азии, включающей несколько самостоятельных горных систем, разделенных обширными, открытыми на запад межгорными впадинами. Орогенный пояс Казахстана сформирован весьма сложно-построенными структурными элементами, различающимися как по тектоническому режиму и времени перехода к относительно консолидированному состоянию палеозойского фундамента, так и по особенностям перехода к постгеосинклинальному этапу геологического развития. Район работ находится в пределах широкой тектонической Илийской впадины, выполненной комплексом кайнозойских отложений. Днище впадины разделено рекой Или на две наклонные предгорные равнины. Южная наклонная равнина прослеживается от предгорий Заилийского Алатау до реки Или. Ширина ее колеблется от 40 до 60 км. Северная наклонная предгорная равнина узкой полосой окаймляет горы Шолак и резко обрывается

у берегов реки Или.

По классу рельефа исследуемая территория относится преимущественно к эрозионно- тектоническому приречному мелкосопочнику, который развит в пределах урочища Капшагай. Абсолютные отметки поверхности здесь достигают 750м, а относительные превышения – 100- 200м. Мелкосопочник развит вдоль узкой ущельевидной долины реки Или, по палеозойским эффузивам, при эрозионном их размыве. Рельефообразующий фактор – тектонические движения конца среднечетвертичного и верхнечетвертичного времени.

Территория проектируемого объекта со всех сторон света свободна от застроек.

Географические координаты

№п/п	Приложение-1 Данные о местоположении объекта в горизонтальной плоскости в системе координат WGS-84			
	Газопровод - отвод	Долгота	Широта	Точность определения координат, м
1.		44° 21' 40.28000" N	76° 51' 41.78999" E	0,020
2.		44° 21' 31.66856" N	76° 51' 54.68233" E	0,020
3.		44° 21' 23.05779" N	76° 52' 04.29394" E	0,020
4.		44° 21' 13.68297" N	76° 52' 15.32320" E	0,020
5.		44° 20' 24.52729" N	76° 53' 28.18905" E	0,020
6.		44° 20' 14.67173" N	76° 53' 42.94838" E	0,020
7.		44° 20' 12.12867" N	76° 53' 45.97942" E	0,020
8.		44° 20' 08.50380" N	76° 53' 48.13145" E	0,020
9.		44° 20' 00.42160" N	76° 53' 59.26543" E	0,020
10.		44° 19' 57.55432" N	76° 54' 04.99232" E	0,020
11.		44° 19' 55.77296" N	76° 54' 09.88849" E	0,020
12.		44° 19' 23.37177" N	76° 55' 02.42427" E	0,020
13.		44° 19' 14.17328" N	76° 55' 26.28270" E	0,020
14.		44° 18' 54.08909" N	76° 55' 47.40289" E	0,020
15.		44° 18' 40.33351" N	76° 56' 09.43629" E	0,020
16.		44° 18' 16.89900" N	76° 56' 35.11327" E	0,020
17.		44° 18' 14.50508" N	76° 56' 45.98774" E	0,020
18.		44° 17' 04.26376" N	76° 57' 40.95941" E	0,020
19.		44° 15' 59.42987" N	76° 58' 30.67052" E	0,020
20.		44° 14' 52.83583" N	76° 59' 20.88830" E	0,020
21.		44° 14' 00.11871" N	77° 00' 00.68371" E	0,020
22.		44° 13' 05.58242" N	77° 00' 41.94767" E	0,020
23.		44° 12' 03.68861" N	77° 01' 28.45190" E	0,020
24.		44° 10' 55.77867" N	77° 02' 19.51096" E	0,020
25.		44° 10' 48.62281" N	77° 02' 24.05044" E	0,020
26.		44° 10' 40.01151" N	77° 02' 26.45244" E	0,020
27.		44° 10' 17.26952" N	77° 02' 29.32012" E	0,020
28.		44° 09' 24.77336" N	77° 02' 35.34192" E	0,020
29.		44° 09' 19.61852" N	77° 02' 36.37990" E	0,020
30.		44° 06' 08.38390" N	77° 03' 41.41230" E	0,020
31.		44° 05' 59.06948" N	77° 03' 44.86825" E	0,020
32.		44° 05' 47.68222" N	77° 03' 49.41281" E	0,020
33.		44° 05' 31.26976" N	77° 02' 19.26086" E	0,020
34.		44° 05' 30.42244" N	77° 02' 19.35834" E	0,020
35.		44° 05' 46.87052" N	77° 03' 49.85925" E	0,020
36.		44° 02' 12.11000" N	77° 05' 17.58999" E	0,020
37.		44° 02' 16.33947" N	77° 05' 41.83944" E	0,020
38.		44° 02' 16.54878" N	77° 05' 55.42749" E	0,020

39.		44° 02' 11.20248" N	77° 06' 10.61646" E	0,020
40.		44° 02' 13.78503" N	77° 06' 32.69695" E	0,020
41.		44° 04' 13.35372" N	77° 21' 18.97835" E	0,020
42.		44° 04' 21.03810" N	77° 22' 21.01178" E	0,020
43.		44° 04' 04.06256" N	77° 23' 30.25633" E	0,020
44.		44° 03' 49.14642" N	77° 23' 55.10018" E	0,020
45.		44° 03' 32.97351" N	77° 24' 24.76268" E	0,020
46.		44° 03' 22.75228" N	77° 24' 52.33375" E	0,020
47.		44° 03' 17.37947" N	77° 24' 58.74347" E	0,020
48.		44° 03' 07.69790" N	77° 25' 05.10874" E	0,020
49.		44° 03' 02.99140" N	77° 25' 13.94123" E	0,020
50.		44° 02' 43.21508" N	77° 25' 19.77374" E	0,020
51.		44° 02' 18.77869" N	77° 25' 28.10406" E	0,020
52.		44° 02' 06.69343" N	77° 25' 22.52027" E	0,020
53.		44° 02' 05.11622" N	77° 25' 22.94997" E	0,020
54.		44° 02' 03.65375" N	77° 25' 25.39641" E	0,020
55.		44° 01' 58.28416" N	77° 25' 35.08253" E	0,020
56.		44° 01' 47.93748" N	77° 25' 38.91530" E	0,020
57.		44° 01' 41.65622" N	77° 25' 43.89582" E	0,020
58.		44° 01' 11.17624" N	77° 26' 12.62686" E	0,020
59.		44° 01' 10.37317" N	77° 26' 14.84264" E	0,020
60.		44° 00' 42.13093" N	77° 26' 35.86240" E	0,020
61.		44° 00' 29.91533" N	77° 26' 42.49195" E	0,020
62.		44° 00' 19.27083" N	77° 26' 46.12525" E	0,020
63.		44° 00' 10.08414" N	77° 26' 52.08869" E	0,020
64.		43° 59' 48.38425" N	77° 26' 46.37032" E	0,020
65.		43° 59' 43.82399" N	77° 26' 47.89507" E	0,020
66.		43° 59' 31.00208" N	77° 26' 50.46094" E	0,020
	АГРС Жана Иле			
1		44° 05' 28.28352" N	77° 02' 13.88082" E	0,020
2		44° 05' 28.61357" N	77° 02' 19.51098" E	0,020
3		44° 05' 23.38345" N	77° 02' 20.29108" E	0,020
4		44° 05' 22.97340" N	77° 02' 14.61092" E	0,020
	ПГБ -1			
1		44° 02' 27.84437" N	77° 05' 10.31178" E	0,020
2		44° 02' 27.93999" N	77° 05' 10.98821" E	0,020
3		44° 02' 27.75055" N	77° 05' 11.04865" E	0,020
4		44° 02' 27.65493" N	77° 05' 10.37222" E	0,020
	ПГБ Коскудук			
1		44° 03' 20.38977" N	77° 24' 19.98567" E	0,020
2		44° 03' 20.92078" N	77° 24' 19.98036" E	0,020
3		44° 03' 20.11076" N	77° 24' 20.48039" E	0,020
4		44° 03' 19.57074" N	77° 24' 18.73035" E	0,020
	ПГБ Шенгельди			
1		44° 00' 15.46817" N	77° 26' 57.98663" E	0,020
2		44° 00' 14.11213" N	77° 26' 59.73073" E	0,020
3		44° 00' 15.39495" N	77° 27' 01.85281" E	0,020
4		44° 00' 16.75081" N	77° 27' 00.11768" E	0,020

Выбор и обоснование трассы

Выбор маршрута проектируемого газопровода на местности выполнен с соблюдением следующих критериев:

- протяженность маршрута, исходя из наличия географически закрепленных источников и потребителей газа;
- топографических и геологических условий местности;
- требований сейсмологических, археологических и почвенных исследований – соответствия техническому заданию;
- условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;
- максимальным обходом запретных зон;
- требований нормативных документов РК.



Рис.2.1 Ситуационная карта-схема расположения проектируемого объекта.

1.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Основные показатели газопроводов

Рабочим проектом предусматривается строительство следующих объектов:

- Газопровод-отвод на АГРС «Жана Иле» РН 9,81 МПа DN 325x10 (К-55), из труб стальных прямошовных по ГОСТ 31447-2012 протяженностью 40 км предусматривается подземной прокладки в заводской изоляции с присоединением к МГ «Алматы-Талдыкорган» на 114,15 км;

- Подводящий распределительный газопровод высокого давления РН 1,2 МПа (К-52), из труб стальных прямошовных по ГОСТ 31447-2012 протяженностью 43 км предусматривается подземной прокладки в заводской изоляции;

- АГРС «Жана Иле» - автоматизированная блочно-комплектная газораспределительная станция $R_{вх}=9,81 \div 2,5$ МПа, $R_{вых}=1,2$ МПа Q =до 50,0 тыс.нм³/час исполнения ХЛ с основной и резервной линиями редуцирования на базе технологической цепочки из двух регуляторов давления типа РГП –150/100 и технологической цепочки из двух регуляторов давления типа РГП –50/100 на линии малых расходов.

- Пункт редуцирования газа блочный ПГБ-1, $R_{вх}=1,2$ МПа, $R_{вых}=0,6$ МПа, марки ПГБ-16- 2ВУ-1 с регулятором РДБК-200В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа CGT-02-G2500 с передачей данных 1 ед;

- Пункт редуцирования газа блочный ПГБ «Коскудук», $R_{вх}=1,2$ МПа, $R_{вых}=0,6$ МПа, марки ПГБ-13-2ВУ-1 с регулятором РДГ-50В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа CGR-Fx-G100 с передачей данных 1 ед;

- Пункт редуцирования газа блочный ПГБ «Шенгельды», $R_{вх}=1,2$ МПа, $R_{вых}=0,6$ МПа, марки ПГБ-15-2ВУ-1 с регулятором РДГ-80В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа CGT-02-G650 с передачей данных 1 ед;

Проектная мощность

Газопровод-отвод на АГРС «Жана Иле»:

пропускная способность максимальная –	$Q=50,0$ тыс. нм ³ /час проектное
давление -	РН 9,81 МПа; диаметр,
толщина стенки трубопровода -	DN 325x10 мм, протяженность
газопровода -	40 км,
марки стали (класс прочности) -	К-55
нормативный документ на трубу -	ГОСТ 31447-2012

Подводящий распределительный газопровод высокого давления РН 1,2 МПа: диаметр х толщина стенки, протяженность - Дн 325x10мм L=8575 м;

диаметр х толщина стенки, протяженность - Дн 325x8,0мм L=34289 м; диаметр х толщина стенки, протяженность - Дн 510x10мм L=276 м; диаметр х толщина стенки, протяженность - Дн 219мм L=4 м; диаметр х толщина стенки, протяженность - Дн 165мм L=223 м; диаметр х толщина стенки, протяженность - Дн 108мм L=4 м;

АГРС «Жана Иле»:

Расчетная производительность-	45 000 нм ³ /час
номинальная производительность -	50 000 нм ³ /час

пропускная способность номинальная	500÷50
000 нм ³ /час Давление на входе в АГРС, Р _{вх} -	PN
2,5÷9,81 МПа	
Давление на выходе из АГРС, Р _{вых} -	выход 1 - PN 1,2 МПа
ПГБ-1:	
Расчетная производительность-	31 000 нм ³ /час
номинальная производительность -	31 000
нм ³ /час пропускная способность номинальная	
	310÷3
1000 нм ³ /час Давление на входе в ПГБ, Р _{вх} -	PN
1,2МПа	
Давление на выходе из ПГБ, Р _{вых} -	выход PN 0,6МПа
ПГБ «Коскудук»:	
Расчетная производительность-	500 нм ³ /час
номинальная производительность -	500
нм ³ /час пропускная способность номинальная	
	300÷5
00 нм ³ /час Давление на входе в ПГБ, Р _{вх} -	PN
1,2МПа Давление на выходе из ПГБ, Р _{вых} -	выход
PN 0,6МПа ПГБ «Шенгельды»:	
Расчетная производительность-	4 438 нм ³ /час
номинальная производительность -	4 438 нм ³ /час
пропускная способность номинальная	2 500÷4
438 нм ³ /час Давление на входе в ПГБ, Р _{вх} -	PN
1,2МПа Давление на выходе из ПГБ, Р _{вых} -	выход
PN 0,6МПа	

Линейная часть. Газопровод – отвод

Технологическая схема газопровода

Проектом предусматривается строительство газопровода-отвода Ду325мм Р=9,81 МПа. Протяженность газопровода-отвода составляет 40 км предусматривается подземной прокладки в заводской изоляции с присоединением к МГ «Алматы-Талдыкорган» на 114,15 км. Технологическая схема газопровода-отвода представлена рисунке 4.2.1.1).

Технологическая схема газопровода-отвода разработана с учетом:

- назначения газопровода;
- заданных объемов и режима распределения газа;
- расположения начальной и конечной точек газопровода;

задания на проектирования.

На схеме показаны: проектируемый газопровод-отвод, точка врезки в существующий МГ

«Алматы-Талдыкорган», охранный крановый узел, отсечной кран (СК-1) точка примыкания к АГРС.

Место подключения газопровода-отвода предусматривается к существующему МГ

«Алматы-Талдыкорган» расположенному на 114,15 км. На газопроводе-отводе после врезки устанавливается электроизолирующая вставка.

На газопроводе-отводе также размещен охранный крановый узел ОК-1 Ду325

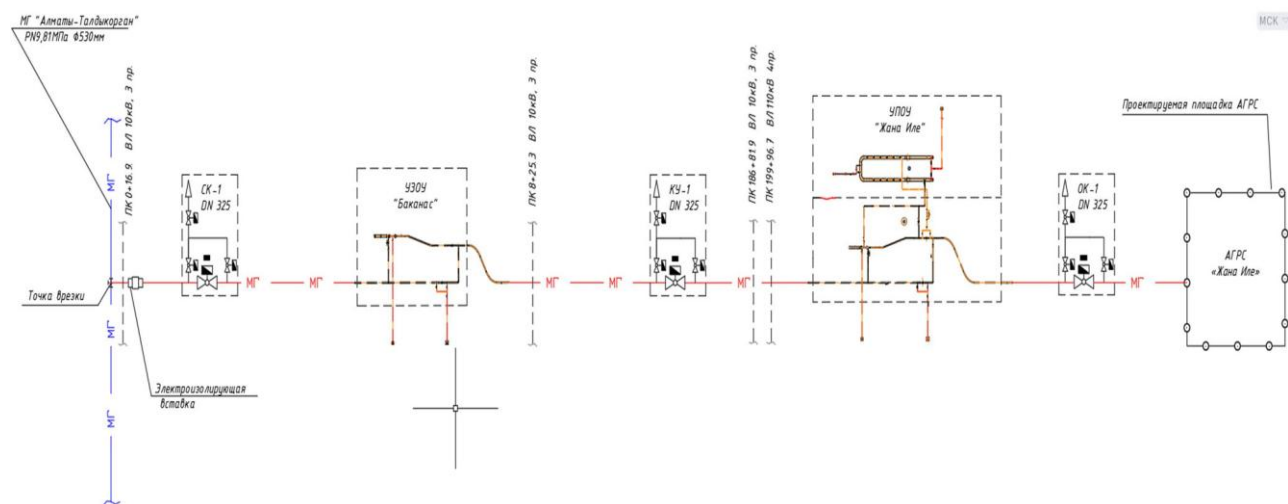
для обеспечения отключения АГРС на случай аварии или ремонта. Охранный крановый узел располагается на ПК 365+00 газопровода-отвода.

Проектируемый газопровод по рабочему давлению относится к I классу.

В соответствии с Приложением А (см. табл. А1) СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» проектируемый газопровод-отвод отнесен ко II категории, охранный крановый узел ОК-1 - ко II категории.

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

Рисунок 1.4.1 Технологическая схема газопровода-отвода



Выбор и обоснование трассы газопровода-отвода

Выбор маршрута проектируемого газопровода-отвода на местности выполняется с соблюдением следующих условий:

- протяженности маршрута, исходя из наличия географически закрепленных источников газа и потребителей газа;
- топографических и геологических условий местности;
- требований геологических исследований;
- соответствия техническому заданию;
- условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;
- максимально-возможным обходом запретных зон;

требований нормативных документов РК.

Объекты транспорта газа

Защита надземных участков газопроводов на АГРС, а также элементов металлических ограждений осуществляется в соответствии со СН РК 2.01-01-2013 и СП РК 2.01-101-2013

«Защита строительных конструкций от коррозии».

Надземные участки газопроводов АГРС окрашиваются двумя слоями масляной краски, лака или эмали желтого цвета по двум слоям грунтовки, предназначенной для наружных работ, при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства.

Защита от коррозии подземного стального газопровода-отвода на АГРС «Жана Иле» осуществляется комплексно:

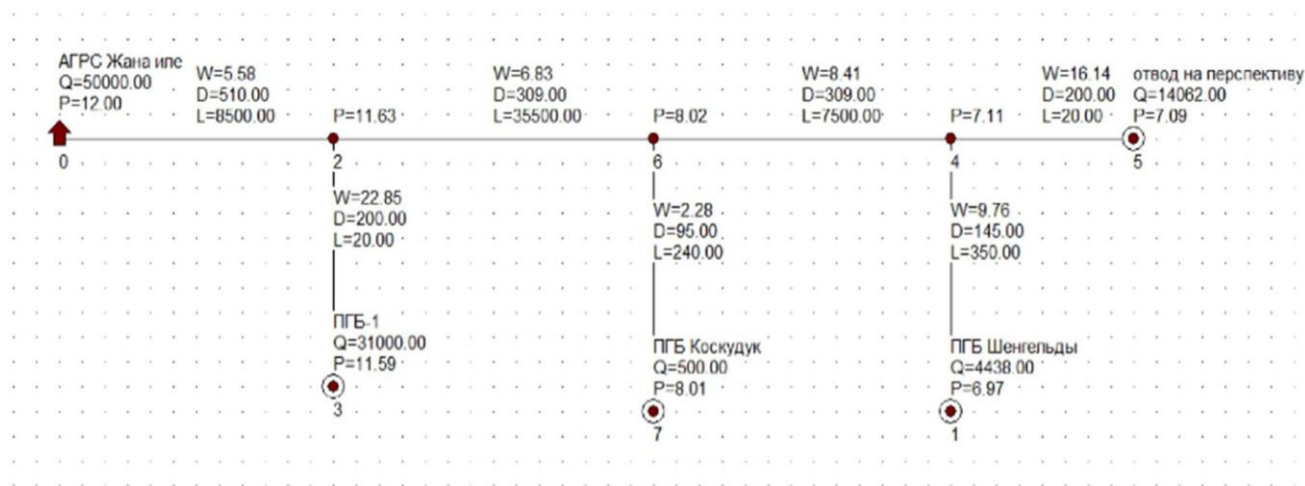
- изоляционными покрытиями усиленного типа,
- катодной поляризацией с помощью установок катодной защиты (УКЗ).

Рекомендуется использовать стальные трубы без заводской изоляции с нанесением ленточного покрытия усиленного типа в базовых или трассовых условиях (номер конструкции 9,10 ГОСТ 9.602-2016).

Изоляция сварных стыков, соединительных и фасонных деталей, монтажных узлов, мест присоединения катодных выводов к газопроводу, контрольно-измерительных пунктов и ремонт повреждений изоляционного покрытия труб выполняется в полевых условиях, используя термоусаживающиеся манжеты ТЕРМА.

Диаметр газопровода определен на основании гидравлического расчета исходя из значения минимального давления на входе в АГРС при безкомпрессорной работе МГ «Алматы-Талдыкорган».

Рисунок 1.4.2– Схема к гидравлическому расчету подводящего газопровода высокого давления РН1,2МПа с АГРС «Жана Иле» на ПГБ «Шенгельды»



Конструктивная характеристика газопровода-отвода

Основные конструктивные характеристики газопровода

Основные конструктивные характеристики газопровода-отвода включают в себя:

- диаметр трубы, толщину стенки в зависимости от категории участка, а также стабилизирующие устройства для поглощения деформации от давления и температурных колебаний;
- приспособленность газопровода под принятые параметры транспортируемой среды (природного газа) принимается в соответствии с требованиями нормативных документов по СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013

«Магистральные трубопроводы»;

категория участка определена в зависимости от условий прокладки и нормируется по Приложению А (см. табл. А1) СП РК 3.05-101-2013

«Магистральные трубопроводы». Безопасные расстояния до газопровода-отвода принимается по Приложению Б (см. табл. Б1) СП РК 3.05-101-2013

«Магистральные трубопроводы» и зависят от диаметра газопровода. Участки, прилегающие к крановым узлам и АГРС, относятся ко II категории.

Трубы и соединительные детали

Выбор труб и конструктивных элементов газопровода выполнен на основании расчетов и в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»:

–по материалу трубы с учетом отношения предела текучести к временному сопротивлению не более:

а) 0,87 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 470 МПа включительно;

б) 0,90 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву свыше 470 до 590 МПа включительно;

в) 0,92 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву более 590 МПа.

Величина эквивалента углерода C_{Σ} не должна превышать 0,46.

☐ по испытанию с учетом:

☐ напряжение от давления не ниже 95 % нормативного предела текучести.

☐ по изготовлению с учетом:

☐ все сварные соединения трубы должны быть проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуковым контролем с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием).

☐ по толщине стенки трубы в зависимости от категории участка газопровода и условий прокладки с учетом гидростатического напора при гидроиспытании.

Выбор стальных труб и соединительных деталей для газопровода-отвода произведен в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы» и СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

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

Гнутые отводы холодного гнутья изготавливаются в полевых условиях или на сварочной базе из прямошовных труб, с заводской усиленной полиэтиленовой изоляции, толщиной 2мм, поставляемых на трассу.

Гнутые отводы свыше 27° применяются горячего гнутья изготовленные, изготовленные методом индукционного нагрева с радиусом изгиба $R=6D$. Гнутые отводы применяются заводского изготовления.

Минимальный радиус упругого изгиба принимается расчетным и учитывается при построении продольного профиля газопровода.

Для соединения труб и арматуры при строительстве линейной части газопровода-отвода предусмотрены соединительные детали заводского изготовления (тройники, отводы и т.д.). Для перехода с одного диаметра на другой используются переходы по ГОСТ 17378-2001.

Линейная запорная арматура

На газопровode-отводе размещен охранный крановый узел ОК-1 для отключения АГРС на случай аварии и ремонта на ПК 365+00 газопровода-отвода.

В качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду325 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением.

Для обвязки крановых узлов приняты полнопроходные шаровые краны Ду80 для

надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

Крановый узел ОКУ-1 имеет местное и дистанционное управление через КП СЛТМ. При этом обеспечивается раннее обнаружение аварийных и внештатных ситуаций.

На крановом узле предусмотрена установка стояков отбора газа для приборов КИПиА и питания пневмогидропривода шарового крана. Для удаления природного газа из газопровода-отвода на крановом узле 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.

Защита газопровода

Газопровод и футляры подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимзащиты.

Защита от почвенной коррозии, согласно требованиям СТ РК ГОСТ Р 51164-2005

«Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013, предусмотрена усиленного типа, нанесением в заводских условиях трехслойного полимерного покрытия толщиной 2 мм.

Изоляция сварных стыков трубопровода в заводском полимерном покрытии выполняется термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА СТМП».

Конструкция полимерного покрытия газопровода-отвода:

- грунтовка на основе термореактивных смол;
- термоплавкий полимерный подслои;
- защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

Конструкция защитного покрытия сварных стыков труб на основе термоусаживающихся материалов с термопластиком (манжетами) послоем:

- праймер;
- адгезионный подслои на основе термопластичной композиции;
- наружный слой на основе термоусаживающегося полиэтилена.

Крановый узел изолируется в подземной части и на высоту 150 мм над поверхностью земли в трассовых условиях покрытием усиленного типа. Конструкция защитного покрытия для кранового узла состоит:

- праймер;
- термоусаживающаяся лента в 2 слоя.

Надземная часть кранового узла и продувочная свеча защищаются от атмосферной коррозии лакокрасочными покрытиями толщиной не менее 0,2 мм, наносимыми на очищенную от ржавчины и окалина обезжиренную поверхность за 2 раза по грунтовке.

Укладка газопровода - отвода

Работы по строительству участка проектируемого газопровода-отвода (ГО) к АГРС «Жана Иле» выполнять, руководствуясь требованиями ВСН 51-1-80 «Инструкция по проведению работ в охранных зонах магистральных трубопроводов

Министерства газовой промышленности» и «Правил охраны магистральных трубопроводов».

Перед началом строительства, выполняются геодезические работы по закреплению трассы строящегося газопровода на местности.

В зависимости от характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий - ширина траншеи по дну принята 700 мм. Ширина траншеи по дну на криволинейных участках принята равной двухкратной величине по отношению к ширине траншеи на прямолинейных участках.

На всей трассе газопровода - отвода предусматривается подземная прокладка труб с глубиной заложения не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

Упругий изгиб сваренного в нитку трубопровода выполняется непосредственно при его укладке в траншею по кривой рассчитанной проектом.

При выборе трассы газопровода, при всех прочих равных условиях отдавалось предпочтение варианту прохождения по участкам, не требующим рекультивации земель, т.е. где плодородный слой менее 0,1 м или отсутствует совсем.

Профиль дна траншеи для укладки газопровода должен обеспечить:

- полное прилегание газопровода по дну траншеи по всей его длине;
- сохранение изоляционного покрытия газопровода;
- проектное положение трубопровода;
- условия упругого изгиба под действием собственного веса и исключения возможности потери местной устойчивости, поперечного сечения газопровода.

Объемы земляных работ при разработке траншеи определены по профилю траншеи, размеры которого приняты согласно СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013.

Объемы грунта, вытесненные трубой, подлежат планировке по полосе строительства, без изменения рельефа, с учетом сохранения естественных водоперепусков, при пересечении местности с наклоном перпендикулярно к газопроводу.

Сварка плети предусмотрена в трассовых условиях, на бровке траншеи. Ось свариваемого газопровода должна находиться не дальше 2 м от бровки траншеи. Поставка труб осуществляется автотранспортом.

Сварку стыков труб электродуговой сваркой выполнить в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013. Контроль качества сварных соединений выполняется радиографическим и ультразвуковым методом в соответствии с СП РК 3.05-101-2013.

Температурный перепад, принятый для подземных участков равен 40 °С, для надземных участков равен 50 °С. Минимальная температура сборки участков газопровода в нитку не менее 5 °С.

Укладочные работы выполняются преимущественно непрерывными поточными методами. На участках трассы, где предусматривается большое количество коротких технологических разрывов и углов поворота, монтаж производится методом последовательного наращивания из одиночных труб, непосредственно на дне траншеи, в соответствии с проектными решениями.

На участках, где присутствует вода, материал подсыпки укладывается после полного дренажа траншеи. Дренаж осуществляется в объеме и на протяжении времени необходимым для подготовки подсыпки и прокладки трубопровода в траншею.

Засыпка траншеи линейной части производится непосредственно после монтажа

трубопровода и укладке его в траншею. Места установки запорной арматуры, тройников, отводов засыпают грунтом после их монтажа.

С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода, необходимо после укладки трубопровода в траншею, грунт засыпки плотно утрамбовать.

Очистка полости и испытание газопровода-отвода

Очистка полости и испытание газопровода на прочность, и герметичность производится в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013 и технологическому регламенту.

Комиссия по очистке полости и испытаниям трубопровода назначается приказом генерального подрядчика и заказчика или на основе совместного приказа их вышестоящих организаций. В состав комиссии должны быть включены представители генерального подрядчика, субподрядных организаций, заказчика и/или органов его технадзора, проектной и эксплуатирующей организации.

Технологический регламент разрабатывается генеральной строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с заказчиком и/или органами его технадзора, проектной и эксплуатирующей организациями и утверждается председателем комиссии.

Проведение очистки полости, калибровки, а также испытания трубопровода на прочность и проверка на герметичность, при отсутствии бесперебойной связи, не допускаются.

Технологический регламент должен предусматривать определенную последовательность работ:

- проверка состояния изоляции трубопровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;
- очистка полости с одновременной проверкой проходного сечения трубопровода калибровкой и, после очистки полости, профилометрией;
- устранения выявленных дефектов изоляции или дефектов геометрии трубопровода;
- проведение испытаний трубопровода на прочность;
- проверка трубопровода на герметичность;
- освобождение трубопровода от испытательной среды;
- осушку полости газопровода и заполнение его азотом.

Очистка полости трубопровода

До начала испытаний полость газопровода должна быть очищена от окалины и грата, а также случайно попавшего грунта и различных предметов.

Очистка полости газопровода производится после укладки и засыпки. Очистка полости выполняется промывкой водой. Промывка газопровода осуществляется в процессе заполнения его водой для проведения гидроиспытания с одновременным освобождением внутренней полости трубопровода от воздуха. Заполнение и испытание трубопровода водой необходимо производить при положительной температуре наружного воздуха. Сброс воды, используемой для промывки газопровода, предусматривается в амбары-отстойники и организованным отводом воды от

газопровода. Не допускается сливать в реки, озера и другие водоемы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной ее очистки.

Промывка с пропуском очистных устройств (ОУ) и продувку с пропуском ОУ:

- Скорость ОУ при промывке не менее 1 км/час;

При продувке скорость движения поршня не должна превышать 20 км/час.

Испытание газопровода-отвода

Испытание на прочность и проверка на герметичность должна производиться после полной готовности участка или всего газопровода в соответствии с требованиями СП РК 3.05- 101-2013, СН РК 3.05-01-2013.

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность гидравлическим способом. Испытание на прочность трубопровода осуществляется **в один этап**. Давление испытания на прочность принято $1,1P_{раб}=10,8$ МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа.

Переходы газопровода через автомобильные 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 далее необходимо произвести проверку на герметичность проектным давлением в течение 12 часов;

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 которое эта труба была испытана.

Работы по проведению испытания выполняются последовательно по отдельным участкам. 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.

Опознавательные знаки

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 6м со съёмными сферическими заглушками;

- на пониженном конце одного из приваренных патрубков смонтировать сливной патрубок с краном, а на повышенном - воздухопускной патрубок 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 4.2.3.7.1.1

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 гидромагистралей и технологических трубопроводов.

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.

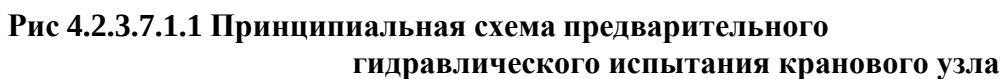
Осушку полости следует производить по специальной инструкции, согласованной с органами надзора, проектной организацией, заказчиком, генподрядной строительной организацией и утвержденной эксплуатирующей организацией. Инструкция должна предусматривать мероприятия, направленные на снижение паровоздушной 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 превышает содержания влаги в транспортируемом природном газе (примерно 20 г/м³ сухого газа).



Опознавательные знаки

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

Сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия

В соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013

В соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013

«Магистральные трубопроводы» при взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 350 мм, а пересечение выполняется под углом не менее 60°.

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями

(водопровод,

канализация, воздушными линиями электропередач и др.) запроектированы в соответствии с требованиями СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий» и

«Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Пересечение трубопровода с подземными коммуникациями выполняется в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными, эксплуатирующими организациями.

Разработку и засыпку траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнить вручную по 2 м в обе стороны от стенки пересекаемой коммуникации в соответствии с требованиями СН РК 5.01-01-2013 и СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Переходы через автомобильные дороги

Переходы трубопровода через автомобильные дороги выполнены в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы» и технических условий, выданных заинтересованными организациями.

Категория участка газопровода, перехода через автомобильные дороги I-IV категории (включая участки длиной 25 м по обе стороны), включая участки длиной 50 м по обе стороны - вторая (II).

Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)

Основные технологические решения

Для определения основных технико-экономических показателей рабочего проекта принята АГРС «Жана Иле» модель «Голубое пламя» ТОО «БатысМунайГазЖабдыктары» (сертификат СТ-KZ № KZ 2 09 00315, ДКС-55,4%).

АГРС «Жана Иле» модель «Голубое пламя» по ТУ 3689-002-55402257-2009 имеет разрешение на применение оборудования Комитета индустриального развития и промышленной безопасности МИИР РК от 05.06.2015 г., №KZ82YEH00002894.

АГРС «Жана Иле» модель «Голубое пламя» 055-1/2,4...9,81/1,2-Y1» предназначена для эксплуатации на открытом воздухе в районах с сейсмичностью 8 баллов в условиях, нормированных для исполнения «Y1», категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Расчетный срок службы АГРС - не менее 30 лет или 262 800 часов с учетом замены отдельных комплектующих, имеющих меньший срок службы.

Основные технические параметры АГРС «Жана Иле» приведены в таблице 1.4.3

Таблица 1.4.3 – Основные технические параметры АГРС «Жана Иле»

Параметры	Значение
Давление газа на входе, МПа	
P _{min} раб.	2,5
P _{max} раб	9,81
Температура газа на входе, °C	
t _{min}	+0
t _{max}	+5
Общая производительность АГРС, нм3/час	50 000
Q _{min}	в зависимости от входного давления
Q _{max}	
Температура газа на выходе, °C:	
t _{min}	+3
t _{max}	+10
Необходимость очистки газа от капельной жидкости	предусмотрена
Необходимость резервирования узла очистки газа	предусмотрена

Количество выходов газа	1
давление выхода, МПа	1,2
необходимость учета расхода газа	предусмотрена
Выход газа на собственные нужды	
давление выхода, кПа	2,0
производительность узла подготовки газа на собственные нужды блока подготовки теплоносителя (Qmin-Qmax), нм3/час	31...187
производительность узла подготовки газа на собственные нужды блока операторной (Qmin- Qmax), нм3/час	1,12...2,8
необходимость учета расхода газа	предусмотрена

Состав оборудования АГРС Узел переключения

Узел переключения обеспечивает отключение ГРС от газопровода-отвода и выходных газопроводов, изменение направления потока газа высокого давления на обводную линию, а также защиту потребителя от превышения давления в линиях подачи газа.

Узел переключения состоит из входного, выходного коллектора и байпасной (обводной) линии.

Во входной коллектор входит:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN200, PN10,0МПа ХЛ;
- кран шаровой DN50, PN10,0МПа с пневмоприводом на линии аварийного сброса. В выходной коллектор входит:
- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом, под приварку DN300, PN10,0 МПа;
- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК4Р-50-16 DN50, PN 1.6МПа.

Обводная (байпасная) линия включает в себя:

- входной кран с ручным приводом, под приварку DN150 PN10,0 МПа;
- Клапан запорно-регулирующий, с ручным приводом, фланцевый, DN150, PN10,0МПа

Узел очистки и подогрева газа

Узел очистки и подогрева газа выполнен из двух линий очистки: одной рабочей и одной резервной, каждая из которых состоит по схеме по ходу газа:

- кран шаровой ручной DN200, PN10,0 МПа;
- Кран шаровой с пневмоприводом, под приварку, DN50, PN10,0МПа;
- кран шаровой ручной (штуцерный) DN20 PN10,0МПа для продувки узла очистки азотом;

- фильтр-сепаратор ФС-200, DN200, PN10,0МПа;
- подогреватель газа ПГ-200-100, DN200, PN10,0МПа
- Клапан предохранительный отсечной КПО150/10,0 DN150, PN10,0МПа, в комплекте с поворотными заглушками;
- Затвор дисковый поворотный DN150, PN1,6МПа
- кран шаровой ручной DN200, PN10,0МПа;
- кран DN25 PN10,0МПа на продувочную свечу;
- Кран шаровой VH86B-D-10M-PK-S, «DK-Lok» на импульсный газ;

Слив конденсата с фильтров-сепараторов происходит автоматически при достижении максимального уровня жидкости в отстойниках фильтров. Конденсат сливается в промежуточную емкость сбора конденсата, откуда в подземную емкость сбора конденсата $V=2,0$ м³, расположенную на площадке АГРС.

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

Подогреватель газа (теплообменник) имеет:

- систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления;
 - сбросные предохранительные клапаны (препятствующие росту давления в кожухе теплообменника в случае прорыва);
 - запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ;
 - контрольно-измерительные приборы;
 - штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника;
 - штуцер удаления воздуха из кожуха и штуцер для слива теплоносителя.
- Конденсат с фильтров-сепараторов и с подогревателей газа через ручные краны DN20,

PN10,0МПа поступает в промежуточную емкость для сбора конденсата, далее удаляется через кран с пневмоприводом DN50, PN10,0МПа в подземную емкость сбора конденсата объемом $V=2,0$ м³, расположенную на площадке АГРС.

Узел очистки и подогрева газа выполнен на одной раме и предназначен для эксплуатации на открытом воздухе.

Блок подготовки теплоносителя

Блок подготовки теплоносителя предназначен для подогрева, обеспечения циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления, регулирования расхода теплоносителя.

Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 2 кПа по ГОСТ 5542. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан подаётся в ротационный счётчик газа. Краны шаровые отключают счётчик для поверки, обслуживания и ремонта. После счётчика, через краны шаровые, газ поступает в котлы. На узле учёта также предусмотрена обводная (байпасная) линия, на случай выхода из строя счётчика газа. Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат манометр и датчик-реле давления.

Для подогрева теплоносителя предусмотрены два водогрейных котла «Буран Бойлер» ВВ- 750 и ВВ-850 мощностью 750 кВт и 850 кВт каждый (2 котла в работе).

Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения принудительная с помощью двух электронасосов «WILO» Atmos GIGA-I 80/180-3/4 (для пропиленгликоля) с выносным ЧРП (рабочий и резервный).

Для отчистки теплоносителя перед входом в циркуляционные насосы установлен фильтр.

Узел подогрева теплоносителя может заполняться и подпитываться электронасосом БУРУН ПФ 1.8/4-М 0,55/4 1*230В из подземной ёмкости для теплоносителя через дренажный патрубок коллектора подпитки. Подземная ёмкость теплоносителя объёмом 5,0 м³ поставляется совместно с отсеком подготовки теплоносителя.

Избыточное давление в контуре теплоснабжения поддерживается мембранным расширительным баком Flexcon R600 (600 л), подключенным к входному трубопроводу коллектора обратного теплоносителя.

Для предотвращения повышения давления в контуре циркуляции выше допустимого, на выходе из котлов, установлены предохранительные сбросные клапаны с давлением срабатывания 0,35 МПа, сбрасывающий теплоноситель в дренажный бак.

Максимальный часовой расход газа котельной составляет 187,0 нм³/ч, годовой 1638120 нм³/год.

Отвод дымовых газов от котлов осуществляется по двум утепленным металлическим дымовым трубам наружным диаметром 400 мм и высотой 8 м.

Расчетная тепловая нагрузка на технологические нужды составляет 1480,34 кВт. На отопление 35 кВт.

Расчетные тепловые нагрузки на отопление:

- Блок редуцирования 6,25 кВт.
- Блок подготовки теплоносителя 20,65 кВт.
- Блок операторная (собственная котельная) 6,1 кВт.
- Блок автоматической одоризации газа (электрообогрев) 2,0 кВт.

Блок редуцирования газа

Блок редуцирования содержит узел редуцирования газа на основного потребителя, узел редуцирования газа на собственные нужды, узел подготовки

импульсного газа и узел передавливания конденсата.

Узел редуцирования газа.

Газ на узел редуцирования подается с узла очистки и подогрева.

Узел редуцирования состоит из трёх линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

Рабочие и резервная линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмогидроприводом DN200 PN10,0 МПа, технологическая цепочка из двух регуляторов МРП-150/100 (схема «регулятор+монитор»), кран с ручным приводом DN25 PN10,0 МПа.

Линия редуцирования малых расходов выполнена по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом DN80 PN10,0 МПа, технологическая цепочка из двух регуляторов МРП - 50/100 (схема «регулятор+монитор»), кран с ручным приводом DN25 PN10,0 МПа.

Регуляторы используются по модульной системе «регулятор+монитор» с целью обезопасить нить редуцирования от повышения давления в выходном трубопроводе в связи с поломкой регулятора. В данной системе первый регулятор является монитором, а второй рабочим регулятором.

Регулятор-монитор должен обеспечивать автоматическое поддержание давления газа в заданных пределах без уменьшения пропускной способности линии редуцирования.

Также модуль регуляторов осуществляет перекрытие редуцирующей нитки при повышении выходного давления выше установленного уровня (отсечка по высокому выходному давлению).

При этом функцию клапана-отсекателя выполняют два последовательно установленных, дублирующих клапана КГП, работающих в мониторинговом режиме.

Регулятор-монитор контролирует выходное давление в той же точке, что и основной регулятор, но его настройка немного выше, чем у основного регулятора.

При нормальном режиме, монитор находится в полностью открытом положении, так как выходное давление ниже точки его настройки. В случае неисправности основного регулятора выходное давление начинает расти, и когда оно доходит до значения 105% выходного давления, монитор вступает в работу и поддерживает выходное давление на данном уровне. Оператор принимает решение о дальнейшей работе нитки. При достижении давления 115% от выходного срабатывает аварийный алгоритм: остановка ГРС без стравливания газа, со стравливанием газа, или отключение нитки (на усмотрение заказчика).

Давление резервной линии редуцирования настраивается на 10 % ниже рабочей линии. Следовательно, при открытых входных и выходных кранах регуляторы резервной нитки будут закрыты, и включаются в работу только при падении давления на рабочей линии.

На каждой линии редуцирования предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ с целью предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Узел подготовки импульсного газа

На входном коллекторе узла редуцирования предусмотрена врезка узла подготовки импульсного газа, включающего в себя фильтры-осушители ФО-15/10,0 в количестве 2 шт. (1 раб. + 1 рез.).

Узел подготовки газа на собственные нужды

Газ на узел редуцирования на собственные нужды подаётся с выходного трубопровода АГРС, отбор осуществляется после узла одоризации.

Узел редуцирования газа на собственные нужды предназначен для редуцирования газа на двух потребителей: блок подготовки теплоносителя и блок операторной.

Узел редуцирования газа на собственные нужды состоит из двух линий редуцирования (рабочая + резервная). Каждая из линий выполнена на базе регулятора РДСК-50/400М. Расход на собственные нужды составляет 31...187,0 м³/ч.

Отопление блока технологического выполнено по двухтрубной, тупиковой схеме, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется от блока подготовки теплоносителя. Система отопления подключается на межблочной обвязке. Расчетная температура воздуха в помещении принята +5 °С.

Таблица 1.4.4 – Производительность регуляторов давления в зависимости от входного давления газа

Тип регулятора	Производительность регуляторов давления, нм³/ч					
	Рвх=2,5 МПа		Рвх=3,2 МПа		Рвх=9,81 МПа	
	Qmin	Qmax	Qmin	Qmax	Qmin	Qmax
МРП-50/100	824	16484	1040	20798	3118	62355
МРП-150/100	3297	66854	4160	83198	12471	249423

На каждой из линий редуцирования предусмотрены кран DN20 для продувки узла азотом и кран DN25 на продувочную свечу.

Узел учёта расхода газа

Узел учёта расхода газа расположен после узла переключения, перед узлом одоризации.

Узел учета расхода газа состоит из трех измерительных линий: основной, резервной и линии малого расхода.

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

Основной и резервный измерительный трубопровод выполнены диаметром DN300. До и после расходомера предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN300, PN1,6МПа.

Измерительный трубопровод малых расходов выполнен диаметром DN100. До и после расходомера предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN100, PN1,6МПа.

Прямые участки измерительных трубопроводов (перед ультразвуковым расходомером газа) до ближайшего местного сопротивления составляют не менее 50DN.

На измерительных линиях также предусмотрены: кран DN20 для продувки измерительных трубопроводов азотом и кран DN25 на продувочную свечу.

Узел учёта расхода газа выполнен на двух рамах.

Время автономной работы сохраняется в течении 7 суток после пропадания сетевого напряжения.

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 производства ТОО «БатысМунайГазЖабдыктары» установлен на выходном трубопроводе АГРС и содержит узел дозирования одоранта с расходной

ёмкостью 174 л.

Управление осуществляется блоком управления, который устанавливается в комнате оператора.

Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом

$V=2,5$ м³, расположенной на площадке АГРС, также входящей в комплект поставки.

Отопление блока автоматической одоризации газа осуществляется от электрических нагревателей. Вентиляция естественная, приточно-вытяжная через жалюзийные решетки. Расчетная температура воздуха +5 °С.

Блок операторной

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

В блоке операторной размером 12,0х5,6 м предусмотрены следующие помещения:

- коридор (гардеробная) со шкафом для одежды – 5,7 м²;
- комната операторная с оборудованием – 18,4 м²;
- комната приёма пищи – 5,675 м²;
- бытовая комната – 9 м²;
- санузел – 6,9 м² (включая: гардеробную, душевую и туалетную комнату)
- мастерская, топочная – 6,6 м²;

помещение хранения воды – 4,6 м²

В помещении операторной и бытовой комнате предусмотрена система отопления блока операторной организовано от котла, расположенного в помещении топочной.

На входе газовой линии перед котлом установлен термозапорный и электромагнитный отсечной клапаны.

На хозяйственно-питьевые нужды в блоке операторной предусмотрены сети хозяйственно-питьевого водопровода

В составе санитарного узла помещения Операторной в туалете предусмотрены умывальник и электрополотенце.

Освещение

Освещение АГРС «Жана Иле» выполнено в соответствии с нормами СП РК 2.04-104-2012

«Естественное и искусственное освещение». Для освещения внутри отсеков с применяются взрывозащищенные светильники СГЛ01-218Л, для уличного освещения – УСС-12, для аварийного освещения – СГЛ01-218Л-220АС/П/ИБГ. Выбор типа и количества светильников выполнен в соответствии с назначением помещений и характеристиками окружающей среды.

Напряжение сети освещения – ~220В, напряжение ламп – ~220В.

Освещение во взрывоопасных помещениях выполнено путем ответвления кабелем ВВГнг-LS от металлического лотка через кабельный ввод и металлический рукав в соответствии с ПУЭ г.7.3.116. Металлический лоток и металлический рукав заземлены.

Аварийное освещение УПТИГ выполнено в соответствии с нормами СП РК 2.04-

«Естественное и искусственное освещение». Для обеспечения эвакуационного и резервного освещения в случае прекращения подачи электроэнергии применяется взрывозащищенный светильник СГЛ01-218Л-220АС/П/ИБГ.

Управление освещением – местное. Заземление электрооборудования выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ.

Пункты редуцирования газа (ПБГ-1, ПБГ «Коскудук», ПБГ «Шенгельды»)

Для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети предусматривается блочный газорегуляторный пункт (ПБГ).

ПБГ предназначен для очистки газа от механических примесей, учета расхода и редуцирования давления природного газа, автоматического поддержания его в заданных пределах, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления за допустимые значения, автоматического сбора и дистанционной передачи информации о работе пункта.

Блоки ПБГ состоят из цельносварного стального каркаса, установленного на жесткой раме из профильного металлопроката, обшитого сэндвич панелями. В качестве утеплителя используется негорючие минерал ватные плиты на основе базальтового волокна.

В технологической части представлена схема газового оборудования и габаритная схема пункта редуцирования газа блочного типа (ПБГ) с узлом учета газа с входным давлением РН

1.2МПа и выходным давлением 0,6 МПа соответственно комплектной заводской поставки.

Проектом предусмотрено установка следующих ПБГ:

- **ПБГ-1** – ПБГ-16-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДБК-200В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа CGT-02-G2500 DN250 и эл. корректора газа Elcor KZ с GSM передачей данных, с конвекторным обогревом и солнечными панелями на освещение производительностью 31 000 м³/час;

ПБГ «Коскудук» - ПБГ-13-2ВУ-1 с основной и резервной линией редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДГ-50В с измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа CGR-Fx-G100 DN50 и эл. корректора газа Elcor KZ с GSM передачей данных, с конвекторным обогревом и солнечными панелями на освещение производительностью 500 м³/час;

- **ПБГ «Шенгельды»** - ПБГ-15-2ВУ-1 с основной и резервной линией измерительным комплексом на базе турбинного счетчика газа CGT-02-G650 DN50 и эл. корректора газа Elcor KZ с GSM передачей данных, с конвекторным обогревом редуцирования на базе 2-х регуляторов давления газа РДГ-80В с и солнечными панелями на освещение производительностью 4438 м³/час;

Сведения о конкурентоспособности, техническом уровне продукции, сырьевой базе

В рабочем проекте не предусматривается использование изобретений и патентов. В основных технических решениях заложено использование электросварных труб большого диаметра изготавливаемых по ГОСТ, стандартное апробированное и сертифицированное оборудование для редуцирования газа, коммерческого учета расхода газа и инженерных систем, принятое аналогично существующему оборудованию, установленному на газопроводах в этом регионе в целях унификации проектных

решений.

Товарный газ, транспортируемый через узел подключения должен отвечать требованиям СТ РК 1666-2007.

2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ

2.1 Характеристика отходов, образования, сбора, места их хранения, утилизации и захоронения, рекультивации и/или уничтожения

Образование отходов на период строительства:

Смешанные коммунальные отходы (200301)

Исходя из численности строителей (300) приводим следующий расчет отходов ТБО [10]:

2026г.

$$300 \times 0,3 = 90 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$90 \times 0,25 = 22,5 \text{ т/год}$$

$$22,5/12 \text{ мес} \times 11 \text{ мес период СМР} = 20,625 \text{ т/год}$$

2027г.

$$300 \times 0,3 = 90 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$90 \times 0,25 = 22,5 \text{ т/год}$$

2028г.

$$300 \times 0,3 = 90 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$90 \times 0,25 = 22,5 \text{ т/год}$$

Общий объем образования ТБО составит – 65,625 тонн за период СМР.

Для ТБО, образующихся в процессе работ, предусмотрены специальные металлические контейнера, которые по мере накопления будут вывозиться в спецорганизации.

Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества (150110*)

Тара из под краски образуется в процессе использования. Пустая тара из под ЛКМ собирается в специально отведенном месте, по мере накопления передается на утилизацию в спецорганизацию.

Объем образования отходов рассчитывается по формуле:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{\text{кi}} \cdot \alpha_i, \text{ т/год},$$

где M_i - масса i -го вида тары, т/год; n - число видов тары; $M_{\text{кi}}$ - масса краски в i -ой таре, т/год; α_i - содержание остатков краски в i -той таре в долях от $M_{\text{кi}}$ (0.01-0.05).

$$N = 0,02 \times 6,7 + 0,644257 \times 0,05 = 0,134 + 0,032213 = 0,166213 \text{ т/год}$$

По мере образования собираются в специальные металлические контейнера и временно хранятся возле места проведения СМР, с последующей передачей в спецорганизации.

Отходы сварки (120113).

Норма образования отхода определяется по формуле [10]:

$$N = M_{\text{ост}} \times \alpha = 0,825 \times 0,015 = 0,012375 \text{ т/год}$$

где: $M_{\text{ост}}$ – фактический расход электродов, т/год;

α – остаток электрода, $\alpha = 0,015$ от массы электрода.

По мере образования собираются в специальную металлическую емкость и временно хранятся возле места проведения сварочных работ, с последующей передачей в спецорганизации.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (150202*)

Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей. Состав тряпье – 73%, нефтепродукты – 12%, влага – 15%.

Объем образования отходов рассчитывается по формуле:

$$N = M_o + M + W = 0,0022756 + 0,000273 + 0,000341 = 0,00289 \text{ т/год}$$

где: M – содержание в ветоши масел,

$$M = 0,12 \times M_o = 0,12 \times 0,0022756 = 0,000273 \text{ т/год};$$

W – содержание в ветоши влаги,

$$W = 0,15 \times M_o = 0,15 \times 0,0022756 = 0,000341 \text{ т/год}.$$

По мере образования промасленная ветошь собирается в емкости и вывозится на полигон промышленных отходов.

Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых (17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03).

Количество строительных отходов согласно рабочему проекту на период СМР составит – **1500 тонн**.

Строительные отходы по морфологическому составу будут состоять в основном из следующих компонентов: остатки бетона, остатки грунта, остатки песка, остатки щебня и прочих использованных строительных материалов.

Строительные отходы будут храниться в металлических контейнерах.

Образующиеся строительные отходы складировются в контейнера и по мере накопления будут вывозиться в спецорганизации.

Срок хранения отходов на территории проектируемого объекта составляет не более 3-х месяцев.

Образование отходов на период эксплуатации:

Смешанные коммунальные отходы (200301)

Исходя из численности работников (5 человека) приводим следующий расчет отходов ТБО [10]:

$$5 \times 0,3 = 1,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$1,5 \times 0,25 = 0,375 \text{ т/год}$$

Для ТБО, образующихся в процессе работ, предусмотрены специальные металлические контейнера, которые по мере накопления будут вывозиться в спецорганизации.

Конденсат (050799)

Количество отходов по данным заказчика (ориентировочно), составит – **30 тонн.**

Временное накопление отходов осуществляется в конденсатосборнике.

Конденсат по мере накопления будет передаваться специализированное предприятие для утилизации (переработки).

Таблица 2.1. Обращение с отходами на предприятии

Период строительства					
Товары, услуги	>	Жизнедеятельность рабочего персонала	>	Смешанные коммунальные отходы	> Передается спецпредприятию на договорной основе
Банки с краской	>	Покрасочные работы	>	Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества	> Передается спецпредприятию на договорной основе
Электроды	>	Сварочные работы	>	Отходы сварки	> Передается спецпредприятию на договорной основе
Ветошь	>	Протирки деталей и механизмов автотранспортных средств и спецтехники	>	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	> Передается спецпредприятию на договорной основе
Строительные материалы	>	Строительные работы	>	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 170901, 170902 и 170903 (170904)	> Передается спецпредприятию на договорной основе
Период эксплуатации					
Товары, услуги	>	Жизнедеятельность проживающих жилого городка и обслуживающего персонала	>	Смешанные коммунальные отходы	> Передается спецпредприятию на договорной основе
Газ	>	очистка газа	>	Конденсат	> Передается спецпредприятию на договорной основе

--	--	--	--	--	--	--

2.2 Количественные и качественные показатели текущей ситуации с отходами в динамике за последние два года

Все отходы проходят инвентаризацию, по которой, ежегодно сдается отчет в уполномоченный орган.

Данные о фактических объемах отходов, в связи с тем, что объект, проектируемый отсутствуют.

2.3 Приоритетные виды отходов

Проанализировав количественные показатели образования и управления отходами видно, что можно выделить приоритетным видом отходы ТБО.

В связи с ростом населения города, объем образования ТБО, ежегодно растет, увеличивается потребление товаров, что обуславливается увеличением объема в отходах упаковочного материала, стекла и т.д. Снижение размещения твердые бытовых отходов, оставшиеся после сортировки и переработки, возможно только при увеличении доли сортировки отходов. Что затруднительно в связи с тем, что население города не сортирует отходы.

2.4 Анализ ситуации с управлением отходов.

В рамках проведения организационно-административной работы, предприятие запланировало ряд мероприятий, способствующих сокращению образования отходов. Основополагающими принципами политики в области управления отходами на предприятии будут являться:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- максимально возможное сокращение образования отходов производства и потребления и экологически безопасное обращение с ними;
- организация работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемому удалению отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов.

Управление отходами производится в соответствии с Экологическим кодексом РК, с международной признанной практикой, а также с политикой предприятия.

Согласно политике предприятия производиться регулярная инвентаризация, учет и контроль за временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления. Ежегодно сдается отчет об инвентаризации отходов в уполномоченный орган.

Перевозка всех отходов производиться под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в журнале.

Собственники отходов должны хранить документацию по учету отходов в течение пяти лет.

3. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ

Цели программы заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

4. ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ

4.1 Показатель по достижению поставленных задач

Цели Программы имеют количественное и/или качественное значение и прогнозируют на определенных этапах результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

При определении целей Программы управления отходами был проведен анализ экономического состояния региона размещения предприятия и были определены доступные в данном регионе методы повторного использования отходов. Показатели Программы, фактические объемы образования отходов и данные по утилизации и хранению приняты согласно паспортам опасного отхода. Показатели имеют количественное и/или процентное выражение (отношение объема отхода, используемого/перерабатываемого/утилизируемого данным способом к общему объему образования отхода).

Показатели программы представляют собой прогнозные/ожидаемые результаты, которые могут количественно измениться в зависимости от фактического образования отходов, однако, процентные показатели соотношения образования отхода и его использования/переработки/утилизации будут достигнуты.

Показатели программы по достижению поставленных задач приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Показатели программы по достижению поставленных задач

Показатели, %	2026-2035 гг
<i>Задача 1. Ежегодное проведение обучения специалистов предприятия в области охраны окружающей среды на всех уровнях, с целью повышения уровня знаний по обращению с отходами на предприятии.</i>	
Доля специалистов предприятия в области охраны окружающей среды проходящие обучение, с целью повышения уровня знаний. %	100
<i>Задача 2. Организация мест хранения отходов, согласно установленным требованиям.</i>	
Доля организованных мест хранения отходов %	100
<i>Задача 3. Ежеквартальное отслеживание состояния мест временного хранения отходов и своевременное предотвращение смешивания отходов с компонентами окружающей среды позволит предотвратить, или снизить загрязнение окружающей среды.</i>	
Доля ежеквартального проведенного мониторинга по отслеживанию состояния мест временного хранения отходов %	100
<i>Задача 4. Постоянное ведение системы раздельного сбора отходов позволит предотвратить химические реакции компонентов отходов и образование более опасных соединений. Кроме того, это позволит лучше оценить потенциал образующихся отходов как вторичного сырья для различных производств, или позволит выявить новые, более оптимальные способы утилизации.</i>	
Доля ведения системы раздельного сбора отходов %	100
<i>Задача 5. Передача специализированным сторонним организациям максимального количества отходов на повторное использование (отработанные автошины, металлолом, отработанные аккумуляторы и т.д.) не реже 2 раз в год и по мере образования и накопления позволят сократить объемы временного накопления.</i>	
Доля отходов, переданных специализированным	100

После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов и их повторного использования, оцениваются мероприятия по утилизации отходов на сторонних предприятиях.

Временное хранение отходов осуществляется в специально отведенных и оборудованных местах. Вывоз отходов осуществляется специализированной сторонней организацией на договорной основе.

4.2 Объемы образования и накопления отходов производства и потребления

Наименование отходов	Прогнозируемое количество	Метод утилизации	Результат мероприятий по устранению вредного воздействия на ОС
1	2	3	4
Период строительства			
Смешанные коммунальные отходы 200301	65,625 т	Собираются и временно хранятся в контейнерах на	Воздействие на окружающую

		открытой площадке до вывоза на полигон ТБО	среду не оказывают
Отходы сварки 120113	0,012375 т	Способ хранения - временное хранение в металлической емкости	Воздействие на окружающую среду не оказывают
Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	1500 т	Способ хранения - временное хранение на бетонированной площадке с последующим вывозом в спецорганизации	Воздействие на окружающую среду не оказывают
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами 150202*	0,00289 т	Способ хранения - временное хранение в металлической емкости	Воздействие на окружающую среду не оказывают
Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества 150110*	0,166213 т	Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах	Воздействие на окружающую среду не оказывают
Итого	1565,806478 т	-	-
Период эксплуатации			
Смешанные коммунальные отходы 200301	0,375 т	Собираются и временно хранятся в контейнерах на открытой площадке	Воздействие на окружающую среду не

		до вывоза на полигон ТБО	оказывают
Конденсат 050799	30 т	Временное накопление отходов осуществляется в конденсатосборнике с последующей передачей в специализированное предприятие для утилизации (переработки)	Воздействие на окружающую среду не оказывают
Итого	30,375 т	-	-

5. НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИСТОЧНИКИ ИХ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Источниками финансирования Программы управления отходами автоматической газораспределительной станции на 2026-2035 гг. являются государственный бюджет.

6. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ

Данный план представляет собой выполнение следующих основных мероприятий:

- ✓ Обеспечение соблюдения нормативных требований в области обращения отходами.
- ✓ Усовершенствование системы обращения с отходами.
- ✓ Ликвидация источников вторичного загрязнения окружающей среды.

План мероприятий по реализации программы представлен в таблице 6.1 . В данной таблице подробно расписаны мероприятия и показаны собственные денежные средства Компании, которые они планируют израсходовать на выполнение данных мероприятий.

Таблица 6.1 – План мероприятий по реализации Программы управления отходами на 2025-2035 года

№ п/п	Мероприятия	Показатель качественный	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Предполагаемые расходы, тысяч тенге			Источник финансирования
						всего	2026-2028	2029-2035	
1	Смешанные коммунальные отходы	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Захоронение на полигоне ТБО	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	100	100	-	Собственные средства
2	Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Передача специализированным предприятиям на договорной основе.	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	150	150	-	Собственные средства
3	Отходы сварки	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Передача специализированным предприятиям на договорной основе.	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	10	10	-	Собственные средства
4	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Передача специализированным предприятиям на договорной основе.	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	10	10	-	Собственные средства
5	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Передача специализированным предприятиям на договорной основе.	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	100	100	-	Собственные средства

6	Смешанные коммунальные отходы	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Захоронение на полигоне ТБО	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	150	-	150	Собственные средства
7	Конденсат	Уменьшение воздействия на окружающую среду	Передача специализированным предприятиям на договорной основе.	Ответственный за ОС	В течение 6 месяцев	150	-	150	Собственные средства

ВЫВОДЫ:

В целом, следует отметить, что система обращения с отходами при реализации рабочего проекта «Строительство автоматической газораспределительной станции (АГРС) Жана Иле в г. Конаев Алматинской области» отвечает существующим требованиям нормативных документов, действующих в Республике Казахстан. Планируемые методы, технологии и оборудование для обезвреживания, переработки и утилизации отходов, применяемые Компанией соответствуют технологиям, которые применяются в Республике Казахстан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс РК №400-IV ЗРК, 2021 г.
2. Кодекс РК «О здоровье населения и организации здравоохранения»
3. Правила разработки программы управления отходами, утвержденные приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9августа 2021 г.
4. Методика расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22 июня 2021 года № 206.
5. Классификатор отходов, утвержденного приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6.08.2021 г №23903
6. Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденные Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.