

**АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
Атырауский Филиал ТОО «КМГ-Инжиниринг»**



Технико-экономическое обоснование

**Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки
комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва**

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ТОМ 1

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОПЗ

г.Атырау – 2025г.



Технико-экономическое обоснование

**Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки
комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва**

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ТОМ 1

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОПЗ

Главный инженер проекта

Фавицкая А.В.

Заместитель директора филиала по
проектированию и обустройству месторождений

Аманиязов Е.А.

Директор обустройства
месторождений

Каримова А.С.

г.Атырау - 2025г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Раздел, наименование работ	ФИО	Должность	Подпись
Общее руководство	Аманиязов Е.А.	Зам. Директора филиала по проектированию и обустройству месторождений	
	Каримова А.С.	Директор департамента обустройства месторождений	
	Аскарлов А.	Руководитель службы управления проектами и технологических решений	
Технологические решения	Фавицкая А.В.	Главный инженер проекта	
	Куатбай А.А.	Ведущий инженер	
Технологические решения	Ержанова Ж.Ж	Эксперт	
Генеральный план	Набидолла. Р.А.	Эксперт	
Архитектурно –строительные решения	Жумаханов Р.К.	Эксперт	
Автоматизация	Койшиев Э.	Ведущий инженер	
Электроснабжение, электрохимзащита	Байбалаев С.С.	Эксперт	
Инженерные сети	Нургазиева Г.К.	Эксперт	
Сметная документация	Калыбаева А.А.	Руководитель службы архитектурно-строительных решений	

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разработал	Жумаханов				
Проверил	Каримова				
ГИП	Фавицкая				
Н.контр.	Рахимбергенов				

0208-1006276/2024/1/80-01-01-СП

Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва

Стадия	Лист	Листов
ТЭО	3	3
 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Шифр документа	Наименование	Марка				
0208-1006276/2024/1//80-01-СП	Состав проекта	СП				
0208-1006276/2024/1//80-01-ПП	Паспорт проекта	ПП				
Том I. Техничко-технологическая часть						
0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОПЗ	Книга 1. Общая пояснительная записка	ТХ	ГП	АД	АС	АТХ
		СС	ГСН	МГ	НВК	ПТ
		ТС	ОВиК	ВК		
			ЭС	ЭХЗ		
0208-1006276/2024/1//80-01-02-РП/МР/ТТР/ИР/ФЭМ/СР/АР/ОВ/КУ/ГР	Книга 2. Экономическая часть	Резюме	Маркетинговый	Технико-технологический	Институциональный	Финансово-экономический
		Социальный	Анализ рисков	Общие выводы	Контрактные условия	График выполнения работ, сроки
Том II. Графическая часть						
0208-1006276/2024/1//80-02-01	Книга 1. Система сбора скважинной продукции	ГП	АД	ТХ	АС	АТХ
		СС	ЭС	НВК	ПТ	ОВиК
		ВК				
0208-1006276/2024/1//80-02-02	Книга 2. Установка подготовки газа	ГП	ТХ	АС	АТХ	СС
		ЭС	НВК	ГСН	ПТ	ТС
		ТМ	ОВиК	ВК		
0208-1006276/2024/1//80-02-03	Книга 3. Магистральный/промысловый газопровод после УП(К)ГУОГ	ГП	АД	ГСН	АС	АГСН
		СС	НВК	ЭС	ЭХЗ	ОВиК
		ВК				
0208-1006276/2024/1//80-02-04	Книга 4. Вахтовый городок	ГП	АС	АПС	ЭС	НВК
		ГСН	ТС	ТМ	ОВиК	ВК

Шифр документа	Наименование	Марка				
		ГСВ				
Том III. Сметная документация						
0208-1006276/2024/1//80-03-01	Книга 1. Сметы	ЛС	ОС	ССР		
0208-1006276/2024/1//80-03-02	Книга 2. Прайс-листы	ПЛ				
0208-1006276/2024/1//80-03-03	Книга 3. Расчет продолжительности строительства	РПС				
Том IV. ОВОС						
0208-1006276/2024/1//80-04-01	Книга. 1 Оценка воздействия на окружающую среду	ОВОС				
Том V. Материалы инженерных изысканий						
0208-1006276/2024/1//80-05-01	Книга 1. Отчет по топографо-геодезическим изысканиям	ТГИ				
0208-1006276/2024/1//80-05-02	Книга 2. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	ИГИ				

ТЭО передается Заказчику в пяти экземплярах на русском языке на бумажном носителе в мягком переплете и в одном экземпляре на USB-флеш-накопителе.

Инв. № подл.	Инв. № подл.
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- СП	Лист
							5
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

№	СОДЕРЖАНИЕ	Стр.
1	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	10
2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	28
3	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН	110
4	АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ	131
5	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	139
6	АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ	193
7	СИСТЕМА СВЯЗИ. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ. СИСТЕМА ОХРАННОГО ТЕЛЕВИДЕНИЯ	216
8	НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ	237
9	МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД	245
10	НАРУЖНЫЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ	282
11	ПОЖАРОТУШЕНИЕ	292
12	ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ	301
13	ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ	311
14	ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА	321
15	ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА	330
16	СМЕТНАЯ ЧАСТЬ	353
17	СОЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ	382
18	ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ	389
19	ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ	392
20	МАРКЕТИНГОВЫЙ РАЗДЕЛ	439
21	ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	459

Инв.№ подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ОПЗ		
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			
Разработал	Жумаханов					Стадия	Лист	Листов
Проверил	Каримова					ТЭО	6	4
ГИП	Фабицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
Н.контр.	Рахимбергенов							
Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва»								

СПИСОК АББРЕВИАТУР

Аббревиатуры	Значение аббревиатуры
АО	Акционерное общество
ГКЗ	Государственная комиссия по запасам
ЕПРиКИН	Единые правила разработки и коэффициента извлечения нефти
ЕСПД	Единая сеть передачи данных
КомГео	Комитет геологии
КУУГ	Коммерческий узел учета газа
МГ	Магистральный газопровод
МОВ	Метод отраженных волн
НТК	Низкотемпературная конденсация
САЦ	Средняя Азий Центр
ТОО	Товарищество с ограниченной ответственностью
УАО	Установка аминовой очистки
УВ	Углеводороды
УКПГ/УПГ	Установка комплексной подготовки газа/установка подготовки газа
УОГ	Установка осушки газа
УПР	Уточненный проект разработки
ЦКРР	Центральная комиссия по разведке и разработке
ЦНИЛ	Центральная научно-исследовательская лаборатория
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОПЗ	Лист	
											7
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Сокращение	Значение
% масс.	процент массовый
% моль.	процент мольный
% об.	процент объемный
1/МПа	мегаскаль
г/м³	грамм на кубометр
г/мол	грамм на моль
га	гектар
ед. изм.	единица измерения
кВ	киловольт
кг/м	килограмм на метр
кг/м³	килограмм на кубометр
кг/м³	килограмм на кубометр
кг/ч	килограмм в час
кгс/см²	килограмм сила на один квадратный сантиметр
км	километр
кПа	килопаскаль
м	метр
м/с	метров в секунду
м³	кубометр
МВт	мегаватт
мВА	мегаватт-ампер
млн кВтч	миллион киловатт-часы
млн м³	миллион кубических метров
млн м³/г.	миллион метров кубический в год
мм	миллиметр
мол%	моль
МПа	мегаскаль
мПа·с	миллипаскаль- секунду
т	тонна
т/ч	тонн в час
тыс.	тысяча
тыс. т/г	тысяч тон в год
тыс. м³/ч	тысяч метров кубических в год
тыс. т	тысяч тонн

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В ТЭО рассмотрены основные задачи требующего своего решения:

- Обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции и транспортировка до объекта подготовки газа;
- Технологические решения по подготовке сырого газа и конденсата до товарного качества;
- Транспортировка товарной продукции до потребителя;
- Строительство вспомогательных зданий и сооружений.

Также представлены ресурсная база, прогнозные показатели добычи газа и конденсата, результаты маркетингового исследования, определение мощности предприятия, технологические решения, решения по генеральному плану и транспорту, основные архитектурно-строительные решения, инженерные системы.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОПЗ	Лист	
											9
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					ТЭО	10	19
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

1.1 Исходные данные

Месторождение Западная Прорва входит в состав нефтегазодобывающего управление «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» и в настоящее время производит добычу, сбор и первичную подготовку нефти и газа на 12 месторождениях: Сагидолла Нуржанов, Западная Прорва, Актюбе, Досмухамбетовское, Акингень, Кисимбай, Аккудук, Каратон, Косчагыл, Кульсары, Терень – Узюк и Тюлюс.



Рис. 1. Обзорная карта

Месторождение Западная Прорва открыто в 1967 г. после получения промышленного притока нефти из интервала верхнеюрских отложений (ранее горизонт VIII3, ныне горизонт Ю-III-1) дебитом 25,8 т/сут на 5 мм штуцере при газовом факторе 348,8 м³/т по скв. 25, пробуренной на выявленном Западно-Прорвинском поднятии на основе результатов проведенной в 1960–1963 гг. гравirazведки и сейсморазведки методом МОВ.

Месторождение Западная Прорва приурочено к одноименной антиклинальной структуре в надсолевом комплексе в пределах Прикаспийской НГП, Астраханско-Актюбинской НГО, Приморско-Астраханского НГР, Боранколь-Прорвинская НГЗ.

Разработка месторождения начата в соответствии с «Комплексной технологической схемой разработк», составленной ЦНИЛ ПОЭН в 1976 г.

Действующим проектным документом, согласно которому разрабатывается месторождение Западная Прорва, является «Дополнение к уточненному проекту разработки...» 2015 г. (Протокол КомГео МИиР РК №27-5-1063-И от 14 мая 2015 г.), составлен на основе утвержденных ГКЗ в 2013 и 2014 гг. отчетов по Пересчету запасов и

Инв. № подл.					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата
0208-1006276/2024/1//80-01-01-04					Лист
					11

Переводу запасов в промышленные категории для дальнейшей промышленной разработки месторождения.

Общие данные

В качестве исходных материалов для данного раздела использовались архивные материалы технического отчета по инженерно-геологическим изысканиям, №03/789843/2023/1-10.02.2023-ИГ по проекту «Реконструкция системы пожаротушения на ЦППН Прорва», выполненного ТОО «RBM Sweco Productions».

Исследованная территория входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан. . Районный центр, г. Кульсары, сообщение с ним по асфальтированной автомобильной дороге.

Областной центр, г. Атырау, расположен на расстоянии 210км; сообщение с ним по асфальтированной автодороге.

г. Кульсары одновременно является ближайшей железнодорожной станцией, осуществляющей связь с остальными регионами Казахстана, а также с ближним и дальним зарубежьем.

Сообщение с месторождением С. Нуржанова осуществляется по автомобильной дороге от г. Кульсары. Ближайшие населенные пункты – на севере г.Кульсары Атырауской области, находящийся в 175-и км. Кульсары одновременно является крупной железнодорожной станцией. Областной центр, город Атырау, расположен на расстоянии 400км от начальной точки трассы.

Поселок Боранколь (станция Опорная) Мангистауской области расположен в 105-и км на северо-востоке от проектируемого объекта.

Климатическая характеристика

Основные климатические параметры, характерные для района работ, приводятся ниже, по данным согласно СП РК 2.04-01-2017 и НТП РК 01.01-102-2014.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта

Для суглинков и глин – 1,09м

Для супесей и песков пылеватых – 1,33м

Для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 1,43м

Для крупнообломочного грунта – 1,62м

Нормативная глубина проникновения нулевой изотермы:

Обеспеченностью 0,90 – 100см,

обеспеченностью 0,98 – 150см.

Климатические параметры холодного периода года.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист
							12
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Температура воздуха							
Абсолютная минимальная	наиболее холодных суток обеспеченностью		наиболее холодной пятидневки обеспеченностью		Обеспеченностью 0,94		
	0,98	0,92	0,98	0,92			
1	2	3	4	5	6		
-36.2	-31.7	-28.9	-28.3	-26.6	-13.2		
Средние продолжительность (сут.) и температура воздуха (°С) периодов со средней суточной температурой воздуха, °С, не выше						Дата начала и окончания отопительного периода (период с температурой воздуха не выше 8°С)	
0		8		10			
продолжит	температура	продолжит	температура	продолжит.	температура	начало	конец
7	8	9	10	11	12	13	14
117	-5.8	170	-1.4	182	-2.0	18.10	05.04
Среднее число дней с оттепелью за декабрь-февраль	Средняя месячная относительная влажность, %			Среднее количество (сумма) осадков за ноябрь-март, мм		Среднее месячное атмосферное давление на высоте установки барометра за январь, гПа	
	в 15 ч. наиболее холодного месяца (января)		за отопительный период				
15	16		17	18		19	
5	79		78	68		1024.5	

Ветер			
преобладающее направление за декабрь-февраль	средняя скорость за отопительный период, м/с	максимальная из средних скоростей по румбам в январе, м/с	среднее число дней со скоростью ≥ 10 м/ при отрицательной температуре воздуха
20	21	22	23
В	5.3	11.4	9

Климатические параметры теплого периода года

Атмосферное давление на высоте установки барометра, гПа		Высота барометра над уровнем моря, м	Температура воздуха обеспеченностью, °С			
среднее месячное за июль	среднее за год		0,95	0,96	0,98	0,99
1	2	3	4	5	6	7
1009.8	1019.4	-7.2	32.1	33.0	35.3	36.9

Температура воздуха, °С		Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца (июля), %	Среднее количество (сумма) осадков за апрель-октябрь, мм
средняя максимальная наиболее теплого месяца года (июля)	абсолютная максимальная		
8	9	10	11
34.5	44.7	27	103

Суточный максимум осадков за год, мм		Преобладающее направление ветра (румбы) за июнь-август	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам в июле, м/с	Повторяемость штилей за год, %
средний из максимальных	наибольший из максимальных			
12	13	14	15	16
22	46	3	3.7	7

Средняя месячная и годовая температуры воздуха, °С

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
-8.9	-8.7	-0.4	11.4	18.9	25.0	27.5	25.3	18.3	9.0	0.9	-5.2	9.4

Средняя за месяц и год амплитуды температуры воздуха

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04						Лист
												13
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата							

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7.5	8.6	9.3	12.8	13.3	13.8	13.5	13.9	14	11.6	7.7	6.7	11.1

Снежный покров

Высота снежного покрова, см			Продолжительность залегания
средняя из наибольших декадных за зиму	максимальная из наибольших декадных	максимальная суточная за зиму на последний день декады	устойчивого снежного покрова, дни
10	26	29	73

Среднее число дней с атмосферными явлениями за год

Пыльная буря	Туман	Метель	Гроза
13.5	25	7	8

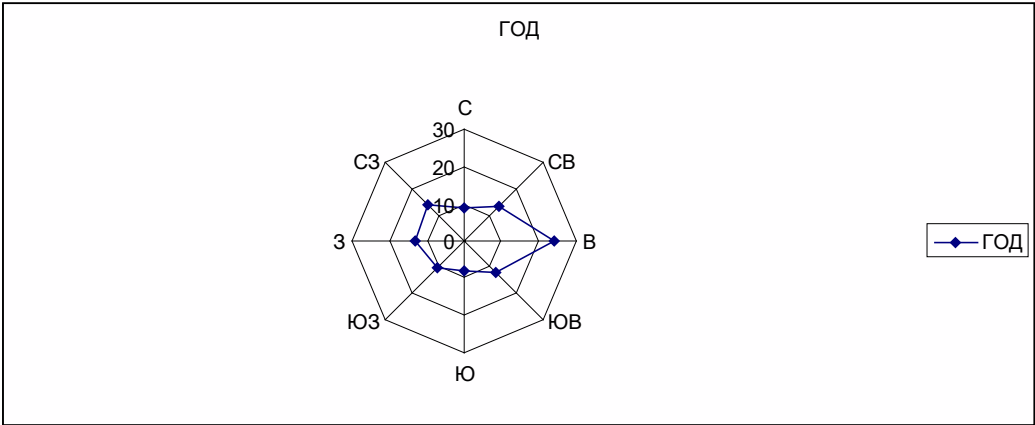


Рис. 2. Роза ветров

Климатический район территории для строительства – IV г.

Дорожно-климатическая зона – V.

Район по весу снегового покрова – I.

Снеговая нагрузка на грунт 0,8 кПа.

Район по базовой скорости ветра – III.

Базовая скорость ветра 30 м/с.

Давление ветра 0,56 кПа.

Исследованная территория входит в зону приморских полупустынь с присущими для них почвенными и растительными комплексами. Преимущественным развитием пользуются приморские луговые солончаковые почвы. Растительные ассоциации представлены здесь ажреком, пыреем, лебедой солончаковой, сведой, различными солянками. Почвенно-растительный слой отсутствует. Насыпной грунт в виде щебня и песка залегает до 0,9м.

Согласно ГОСТ 17.5.1.03-96 почвы относятся к категории непригодных.

Природные экосистемы в пределах исследованной территории являются крайне неустойчивыми. Это обуславливает риск опустынивания и образования экоцида при техногенном воздействии.

Гидрологическая характеристика

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист
							14
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Гидрология суши.

Гидрологическая сеть и источники пресной воды, в пределах исследованной территории, практически отсутствует. Этому способствовала аридизация климата, приведшая к постепенному высыханию водных потоков и озер и интенсификации дефляционно-аккумулятивных процессов.

Геоморфология и рельеф.

Исследованная территория приурочена к поверхности крупного инженерно-геологического региона второго порядка-Прикаспийской синеклизе (Прикаспийской впадине), обрамляющей северное и северное-восточное побережье Каспийского моря.

Прикаспийская низменность (Прикаспийская впадина) в плейстоцен-голоценовое время являлась ареной неоднократных трансгрессий Каспия-бакинской, хазарской, хвалынской и новокаспийской, оставивших после себя мощные толщи морских осадков, которые и определили современный инженерно-геологический облик, этой территории.

Особенностью Прикаспийской впадины является наличие соляно-купольных структур, ядра которых образованы каменной солью Кунгурского яруса нижнего отдела Пермской системы (P1kg), а крылья сложены отложениями верхней перьми и мезозоя. Значительная часть структур погребена под плиоцен-плейстоценовыми осадками, и только единичные купола выражены в рельефе.

Геологическое строение и гидрогеологические условия. Сейсмичность территории.

Геологическое строение

Грунты, образовавшиеся в результате естественно-исторического процесса формирования территории, на глубину до 9,0 м., подразделяются на 4 стратиграфо-генетических комплекса нелитифицированных отложений голоценового (новокаспийского) возраста морского генезиса-mQ4пк.

ИГЭ-1. Песок пылеватый. Мощность слоя от 1,4 до 5,7м.

ИГЭ-2. Глина легкая пылеватая. Мощность слоя от 1,1 до 1,5м.

ИГЭ-3. Суглинок тяжелый пылеватый. Мощность слоя от 1,1 до 1,3м.

ИГЭ-4. Суглинок легкий песчанистый. Мощность слоя от 0,7 до 1,6м.

Гидрогеологические условия

В процессе производства инженерно-геологической разведки, вскрыт горизонт грунтовых вод.

В пределах изучаемой территории подземные воды приурочены к четвертичным отложениям.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-04	Лист
							15
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

По состоянию на октябрь 2023 года, положение установившегося уровня грунтовых вод (УГВ), во взаимосвязи с абсолютными отметками поверхности естественного рельефа, глубиной залегания УГВ и его абсолютной отметкой показано ниже, в виде Таблица 1

Таблица 1. Глубиной залегания УГВ

№ п/п	Номер скважины	Абс. Отм. Устья скв, м	Глубина залегания грунтовых вод (УГВ), м	Абсолютная отметка УГВ, м
1	РПС-1	-26,11	1,0	-27,11
2	РПС-2	-25,97	1,1	-27,07
3	РПС-3	-26,40	0,7	-27,10
4	РПС-4	-26,45	0,6	-27,05
5	РПС-5	-25,64	1,5	-27,04

Указанное положение УГВ следует считать меженным. Основными источниками питания водоносного горизонта являются атмосферные осадки. Кроме того, водоносный горизонт получает мощную подпитку со стороны Каспийского моря, особенно во время прохождения нагонных явлений.

При естественном режиме питания сезонное колебание УГВ может составлять 0,5м-0,7м.

Химический анализ проб грунтовых вод, в количестве 1 пробы показал среднюю степень минерализации: сухой остаток составляет 64800,0 мг/л, что соответствует группе рассолов.

Согласно СН 2.01-01-2013, степень агрессивного воздействия грунтовых вод, по суммарному содержанию солей, в условиях сухого, жаркого (аридного) климата и при наличии испаряющих поверхностей, приведено в Таблица 2

Таблица 2. Степень агрессивного воздействия грунтовых вод

Суммарное содержание солей, мг/л	Для марки бетона	Степень агрессивного воздействия жидкой неорганической среды на бетон
64686,59	W4	сильноагрессивная
	W6	сильноагрессивная
	W8	среднеагрессивная

Согласно СН 2.01-01-2013, степень агрессивного воздействия грунтовых вод, на арматуру железобетонных конструкций по содержаниям сульфатов приведены в таблице 3

Таблица 3

Цемент	Суммарное содержание SO42-, мг/л	Для марки бетона	Степень агрессивного воздействия жидкой неорганической среды на бетон
Портландцемент по ГОСТ 10178	3980,0	W4	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием в клинкере С3S не более 65 %, С3А не более 7 %, С3А + С4АF не более 22 % и шлакопортландцемент			среднеагрессивная
Сульфатостойкие цементы по ГОСТ 22266			слабоагрессивная

Согласно СН 2.01-01-2013, степень агрессивного воздействия грунтовых вод на арматуру железобетонных конструкций по содержаниям хлоридов приведены в таблице 4

Инв. № подл.	Подпись и дата						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист
								16
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата

Нормативное значение Cl-, мг/л	Степень агрессивного воздействия грунтовых вод на арматуру железобетонных конструкций при	
	постоянном погружении	периодическом смачивании
55141,0	слабоагрессивная	сильноагрессивная

Согласно ГОСТ 9.602-2016, коррозионная агрессивность грунтовых вод по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабелей приведена в таблице 5

Значения pH	По отношению	Коррозионная агрессивность грунтовых вод
6,93	к свинцовой оболочке кабеля	низкая
	к алюминиевой оболочке кабеля	низкая

Сейсмичность территории

В соответствии с СП РК 2.03-30-2017* сейсмическая опасность исследованной территории составляет:

В баллах по картам ОСЗ-2475 – 5, ОСЗ-22475 – 6,
В ускорениях по картам ОСЗ-1475 – 0,016, ОСЗ -12475 – 0,037.
Тип грунтовых условий – II,

Сейсмичность площадки строительства – 6 баллов.

Физико-механические, химические свойства грунтов

Охарактеризованные выше стратиграфо-генетические комплексы, в свою очередь, расчленены нами на 4 литолого-фациальные группы грунтов (инженерно-геологические элементы – ИГЭ), геотехническая характеристика которых приводится ниже.

Группы грунтов по разработке механизмами и вручную приведены в соответствии с требованиями СН РК 8.04-01-2022, сборник 1, табл.1.

ИГЭ-1. Песок пылеватый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик ИГЭ-1 приведены в таблице 6

Характеристика грунтов		ИГЭ-1			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	20,32	-
Пределы пластичности (Atterberg)		Предел текучести	WL	%	-
		Предел раскатки	WP	%	-
		Число пластичности	IP	%	-
Гранулометрический состав		гравий	>2 мм	%	-
	песок	2-0,05мм	%	100	пылеватый
		>0,1мм	%	74	-
	пыль	<0,05мм	%	-	-
	глина	<0,005мм	%	-	-
Показатель текучести		IL	д.е	-	-
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см3	2,07	-
При доверительной вероятности 0,85		ρ	г/см3	2,05	-
При доверительной вероятности 0,95		ρ	г/см3	2,04	-

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Характеристика грунтов	ИГЭ-1				
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта	
Плотность частиц (удельный вес) грунта	ρS	г/см3	2,66	-	
Плотность сухого грунта	ρd	г/см3	1,72	-	
Пористость	n	%	35,44	-	
Коэффициент пористости	e	д.е	0,55	плотный	
Коэффициент водонасыщения	Sr	д.е.	0,99	водонасыщенный	
Коэффициент Пуассона	μ	-	0,30	-	
Удельное сцепление*	C	кПа	6	Чрезвычайно низкой прочности	
Угол внутреннего трения*	φ	градус	34	-	
Модуль общей деформации*	E	МПа	28	средне деформируемый	
Группа грунтов по разработке механизмами/вручную	-	пункт	1/1	-	
Категория грунта по сейсмическим свойствам		пункт	3		
*- согласно СП РК 5.01-102-2013					
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион	HCO3-	%	0,0061	-	
Хлор-ион	Cl-	%	0,4300	-	
Сульфат-ион	SO4- -	%	0,2130	-	
Катионы					
Кальций-ион	Ca++	%	0,1050	-	
Магний-ион	Mg++	%	0,0519	-	
Натрий+калий (по разности)	Na+K+	%	0,1621	-	
Солевой состав					
Плотный осадок	-	%	1,10	-	
Концентрация водородных ионов	pH	-	6,25	-	
Характер засоления грунтов	Cl/SO4	%	2,01	Сульфатно-хлоридное	
Степень засоленности грунтов	-	-	0,96	слабозасоленный	
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию SO4- - и Cl-					
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W4		мг на 1 кг грунта	2130	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W6		мг на 1 кг грунта	2130	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W8		мг на 1 кг грунта	2130	среднеагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl-	W4	мг на 1 кг грунта	4300	сильноагрессивная
		W6			сильноагрессивная
		8			Сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению					
к свинцовой оболочке кабеля	pH		-	6,25	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля					низкая
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					

Характеристика грунтов		ИГЭ-1				
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта	
Анионы						
Гидрокарбонат ион		HCO3-	%	0,0061	-	
Хлор-ион		Cl-	%	0,4300	-	
Сульфат-ион		SO4- -	%	0,2130	-	
Катионы						
Кальций-ион		Ca++	%	0,1050	-	
Магний-ион		Mg++	%	0,0519	-	
Натрий+калий (по разности)		Na+K+	%	0,1621	-	
Солевой состав						
Плотный осадок		-	%	1,10	-	
Концентрация водородных ионов		pH	-	6,25	-	
Характер засоления грунтов		Cl/SO4	%	2,01	Сульфатно-хлоридное	
Степень засоленности грунтов		-	-	0,96	слабозасоленный	
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию SO4- - и Cl-						
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO4-W4	мг на 1 кг грунта	2130	сильноагрессивная	
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная	
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная	
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO4- - W6	мг на 1 кг грунта	2130	сильноагрессивная	
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная	
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная	
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO4- - W8	мг на 1 кг грунта	2130	среднеагрессивная	
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная	
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная	
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266		Cl-	W4	мг на 1 кг грунта	4300	сильноагрессивная
		W6				сильноагрессивная
		W8				сильноагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению						
к свинцовой оболочке кабеля		pH	-	6,25	средняя	
к алюминиевой оболочке кабеля					низкая	

ИГЭ-2. Глина легкая пылеватая

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик

ИГЭ-2 приведены в таблице 7

Характеристика грунтов		ИГЭ-2			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	19,37	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	WL	%	45,87	-
	Предел раскатки	WP	%	27,67	-
	Число пластичности	IP	%	18,21	Глина легкая
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	-	-
	песок	2-0,05мм	%	34	-
		>0,1мм	%	-	пылеватая

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1/80-01-01-04	Лист
							19

Характеристика грунтов		ИГЭ-2			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
	пыль	<0,05мм	%	66	-
	глина	<0,005мм	%		-
Показатель текучести		IL	д.е	-0,46	твердая
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см3	2,15	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρS	г/см3	2,73	-
Плотность сухого грунта		ρd	г/см3	1,80	-
Пористость		n	%	33,84	-
Коэффициент пористости		e	д.е	0,51	-
Коэффициент водонасыщения		Sr	д.е.	1,04	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,42	-
Удельное сцепление*		C	кПа	81	высокой прочности
Угол внутреннего трения*		φ	градус	21	-
Модуль общей деформации*		E	МПа	28	среднедеформируемая
Группа грунтов по разработке механизмами/вручную		-	пункт	2/2	-
Категория грунта по сейсмическим свойствам			пункт	2	
*- согласно СП РК 5.01-102-2013					
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5					
Анионы					
Гидрокарбонат ион		HCO3-	%	0,0080	-
Хлор-ион		Cl-	%	0,7100	-
Сульфат-ион		SO4- -	%	0,3870	-
Катионы					
Кальций-ион		Ca++	%	0,4150	-
Магний-ион		Mg++	%	0,0580	-
Натрий+калий (по разности)		Na+K+	%	0,0621	-
Солевой состав					
Плотный осадок		-	%	1,75	-
Концентрация водородных ионов		pH	-	6,30	-
Характер засоления грунтов		Cl/SO4	%	1,83	Сульфатно-хлоридное
Степень засоленности грунтов		-	-	1,64	слабозасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию SO4- - и Cl-					
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO4- - W4	мг на 1 кг грунта	3870	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					слабоагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO4- - W6	мг на 1 кг грунта	3870	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178		SO4- - W8	мг на 1 кг грунта	3870	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе					неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266					неагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266		Cl-	W4	мг на 1 кг грунта	7100
			W6		
			W8		
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению					

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-04

Лист

20

Характеристика грунтов	ИГЭ-2			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	6,30	средняя
к алюминиевой оболочке кабеля				низкая

ИГЭ-3. Суглинок тяжелый пылеватый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик

ИГЭ-3 приведены в таблице 8

Характеристика грунтов		ИГЭ-3			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	19,64	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	WL	%	37,00	-
	Предел раскатки	WP	%	22,74	-
	Число пластичности	IP	%	14,26	Суглинок тяжелый
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	-	-
	песок	2-0,05мм	%	38	-
		>0,1мм	%	-	пылеватый
	пыль	<0,05мм	%	62	-
	глина	<0,005мм	%		-
Показатель текучести		IL	д.е	-0,21	твердый
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см3	2,05	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρS	г/см3	2,72	-
Плотность сухого грунта		ρd	г/см3	1,72	-
Пористость		n	%	36,92	-
Коэффициент пористости		e	д.е	0,59	-
Коэффициент водонасыщения		Sr	д.е.	0,91	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,35	-
Удельное сцепление*		C	кПа	33	низкой прочности
Угол внутреннего трения*		φ	градус	24	-
Модуль общей деформации*		E	МПа	24	среднедеформируемый
Группа грунтов по разработке механизмами/вручную		-	пункт	2/2	-
Категория грунта по сейсмическим свойствам			пункт	2	

*- согласно СП РК 5.01-102-2013

Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5

Анионы				
Гидрокарбонат ион	HCO3-	%	0,0070	-
Хлор-ион	Cl-	%	0,3600	-
Сульфат-ион	SO4- -	%	0,1910	-
Катионы				
Кальций-ион	Ca++	%	0,1350	-
Магний-ион	Mg++	%	0,0336	-
Натрий+калий (по разности)	Na+K+	%	0,1057	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	0,93	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	6,55	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO4	%	1,88	Сульфатно-хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	0,83	слабозасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию SO4- - и				

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист
							21
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Характеристика грунтов	ИГЭ-3			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
СИ-				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W4	мг на 1 кг грунта	1910	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе				неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W6	мг на 1 кг грунта	1910	среднеагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе				неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W8	мг на 1 кг грунта	1910	слабоагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе				неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				неагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	СИ-	W4	мг на 1 кг грунта	сильноагрессивная
		W6		сильноагрессивная
		W8		среднеагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	6,55	низкая
к алюминиевой оболочке кабеля				низкая

ИГЭ-4. Суглинок легкий песчанистый

Нормативные и расчетные значения физико-механических и химических характеристик

ИГЭ-4 приведены в таблице 9

Характеристика грунтов		ИГЭ-4			
		Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Естественная влажность		W	%	18,58	-
Пределы пластичности (Atterberg)	Предел текучести	WL	%	24,49	-
	Предел раскатки	WP	%	15,24	-
	Число пластичности	IP	%	9,25	Суглинок легкий
Гранулометрический состав	гравий	>2 мм	%	-	-
	песок	2-0,05мм	%	63	-
		>0,1мм	%	-	песчанистый
	пыль	<0,05мм	%	37	-
	глина	<0,005мм	%		-
Показатель текучести		IL	д.е	0,40	тугопластичный
Плотность (объемный вес) грунта:		ρ	г/см3	1,92	-
Плотность частиц (удельный вес) грунта		ρS	г/см3	2,71	-
Плотность сухого грунта		ρd	г/см3	1,62	-
Пористость		n	%	40,20	-
Коэффициент пористости		e	д.е	0,68	-
Коэффициент водонасыщения		Sr	д.е.	0,77	-
Коэффициент Пуассона		μ	-	0,35	-
Удельное сцепление*		C	кПа	26	низкой прочности

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист
							22
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Характеристика грунтов	ИГЭ-4			
	Индекс	Ед. изм.	Норм. значения	Разновидность грунтов и степень агрессивного воздействия грунта
Угол внутреннего трения*	φ	градус	22	-
Модуль общей деформации*	E	МПа	17	среднедеформируемый
Группа грунтов по разработке механизмами/вручную	-	пункт	2/2	-
Категория грунта по сейсмическим свойствам		пункт	2	
*- согласно СП РК 5.01-102-2013				
Результаты химического анализа водной вытяжки грунта, в соотношении 1:5				
Анионы				
Гидрокарбонат ион	HCO3-	%	0,0070	-
Хлор-ион	Cl-	%	0,7500	-
Сульфат-ион	SO4- -	%	0,3990	-
Катионы				
Кальций-ион	Ca++	%	0,3950	-
Магний-ион	Mg++	%	0,0702	-
Натрий+калий (по разности)	Na+K+	%	0,0902	-
Солевой состав				
Плотный осадок	-	%	1,74	-
Концентрация водородных ионов	pH	-	6,25	-
Характер засоления грунтов	Cl/SO4	%	1,87	Сульфатно-хлоридное
Степень засоленности грунтов	-	-	1,71	слабозасоленный
Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию SO4- - и Cl-				
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W4	мг на 1 кг грунта	3990	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе				слабоагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W6	мг на 1 кг грунта	3990	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе				неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				неагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178	SO4- - W8	мг на 1 кг грунта	3990	сильноагрессивная
Портландцемент по ГОСТ 10178 с содержанием C3S не более 65 %, C3A не более 7 %, C3A + C4AF не более 22 % и шлакопортландцементе				неагрессивная
Сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266				неагрессивная
Портландцемент, шлакопортландцемент по ГОСТ 10178 и сульфатостойкий цемент по ГОСТ 22266	Cl-	W4	7500	сильноагрессивная
		W6		сильноагрессивная
		W8		среднеагрессивная
Коррозионная агрессивность грунтов по содержанию концентрации водородных ионов по отношению				
к свинцовой оболочке кабеля	pH	-	6,55	низкая
к алюминиевой оболочке кабеля				низкая

Давая оценку инженерно-геологическим условиям в пределах исследованной площадки, необходимо обратить внимание на некоторые специфичные особенности, присущие для геологической среды в ее пределах.

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-04

Территория, в пределах которой выполнялись инженерно-геологические изыскания, входит в состав Жылыойского района, Атырауской области

Все литолого-фациальные группы грунтов, слагающие инженерно-геологический разрез на глубину до 9,0м слабо засолены, при сульфатно-хлоридном характере засоления.

В геологическом строении изучаемой территории принимают участие комплекс нелитифицированных отложений голоценового (новокаспийского), возраста морского генезиса.

Категория сложности по инженерно-геологическим условиям согласно ГОСТ 25100-2011 –вторая (средней сложности). Классифицируется, как объект производственного назначения.

Геологический разрез представлен толщей песчаных и глинистых отложений

Топогеодезические изыскания

В качестве исходных материалов для данного разделв использовались архивные материалы топогеодезического отчета №0188-883043-2023 АТ-01 по проекту «Реконструкция системы пожаротушения на ЦППН Прорва».

Современный геоморфологический облик исследованной территории тесным образом связан с историей ее геологического развития и определяется поверхностями аккумулятивных морских террас, образовавшихся в результате трансгрессивно-регрессивных циклов Каспийского моря в верхнеплейстоцен-голоценовое время (mQ3-mQ4). Для северо-восточного побережья Каспийского моря характерно наличие трех таких террас: современная, новокаспийская и верхнехвалынская.

Территория месторождений 3.Прорва и С. Нуржанова частично застроена объектами обустройства, добычи и переработки углеводородного сырья.

Современная аккумулятивная морская терраса включает в себя территорию, освободившуюся от акватории Каспийского моря в 30 годы прошлого столетия. Верхняя гипсометрическая граница террасы определяется абсолютной отметкой минус 26.0м. Нижней гипсометрической границей террасы является береговой урез Каспия, находящийся в постоянном динамическом равновесии. В настоящее время динамический береговой урез моря зафиксирован на абсолютной отметке минус 27.05м. Поверхность террасы представляет собой плоскую равнину, слабо наклоненную в сторону моря и находящуюся под постоянным воздействием нагонных явлений. Имеется постоянная угроза затопления поверхности террасы даже при незначительном повышении уровня моря. В пределах поверхности современной аккумулятивной террасы проектируемая трасса газопровода не проходит.

Новокаспийская аккумулятивная морская терраса является верхней гипсометрической границей с абсолютной отметкой минус 22.0м. Нижней гипсометрической границей террасы

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист	
											24
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

является абсолютная отметка минус 26.0м, что соответствует уровню Каспия 1929-1930 годов. Нижняя граница террасы фиксируется довольно отчетливым береговым валом, реликты которого представлены в виде закрепленных песчаных массивов высотой 2м-3м. Для поверхности террасы характерны полого-увалистые формы рельефа, где пологие невысокие увалы чередуются с обширными неглубокими котловинами, занятые, как правило, сорами. Абсолютные отметки поверхности соров имеют значения от минус 25.83м до минус 22.87м. Терраса периодически подвергается кратковременному воздействию нагонных явлений со стороны Каспийского моря в пределах гипсометрических уровней.

Хвалынская аккумулятивная морская терраса является нижней границей террасы и определяется изогипсой с абсолютной отметкой минус 22.0м. Хвалынская аккумулятивная морская терраса отделяется от новокаспийской аккумулятивной морской террасы довольно отчетливо прослеживающимся береговым валом в виде перегиба склона высотой 1,73м и шириной до 100м.

Поверхность хвалынской террасы волнистая, для неё характерен более расчлененный рельеф: здесь преобладают преимущественно холмисто-увалистые формы рельефа с подчиненным развитием полого-увалистых и грядово-увалистых форм. Обширные холмы и увалы чередуются с довольно крупными вытянутыми и овальной формы замкнутыми котловинами, занятыми мокрыми сорами и горько-солеными озерами с самосадочной солью. Возвышенные участки местности имеют абсолютные отметки от минус 20.93м до минус 19.80м. Абсолютные отметки для пониженных участков местности имеют значения от минус 21.96м до минус 22.44м. Абсолютные отметки днищ котловин, в пределах исследованного участка, достигают значения минус 25.25м. Замкнутые котловины имеют реликтовое происхождение. Образование их связано с эрозионными ложбинами, выработанными древней гидрографической сетью. Некоторые из них, возможно, образовались в результате дефляционных процессов и просадочных явлений. Воздействию нагонных явлений со стороны Каспийского моря поверхность террасы не подвергается.

Бытовое и медицинское обслуживание

В здание операторной УПГ предусмотрены комнаты для приема пищи, душевые с гардеробами и санузлы с умывальниками, питьевая вода.

Питание персонала рабочей смены осуществляется в операторной в комнате для приема пищи. Питание доставляется в специальном контейнере из столовой вахтового поселка Юго-Западное Камышитовое.

Бытовое обслуживание отдыхающей смены осуществляется вахтового поселка Юго-Западное Камышитовое.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-04	Лист
							25
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Медицинское обслуживание персонала предусматривается в медпункте, оборудованном для оказания первой медицинской помощи расположенном в вахтовом поселке Юго-Западное Камышитовое. Также в здание операторной на УПГ предусмотрен набор лекарственных средств, инструментов и приспособлений, предназначенных для оказания первой помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных на машине скорой помощи в медицинские учреждения г. Атырау.

Охрана труда и техника безопасности

Принятые технологические решения ТЭО обеспечивают безопасность производства и персонала, в соответствии с требованиями РК.

В проекте учтены требования следующих нормативных документов по производственной санитарии и гигиены.

В производственном процессе используются электроэнергия, оборудование с вращающимися частями, топливо, что требует соответствующего обучения обслуживающего персонала перед допуском к самостоятельной работе и периодическую квалификационную проверку знаний и инструкций по технике безопасности. Перед пуском оборудования в эксплуатацию, администрации необходимо составить и утвердить инструкции по безопасному обслуживанию оборудования и механизмов, инструкции по охране труда по профессии для каждого рабочего места.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями.

ИТР и рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты.

В целях охраны здоровья персонала, предупреждения профессиональных заболеваний и отравлении, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда, работники должны проходить предварительные и периодические медицинские осмотры.

Режим труда и отдыха персонала УПГ должен быть организован согласно требованиям Закона Республики, Казахстан «Об охране труда».

1.2 Мощность предприятия

Производственная мощность предприятия определена с учетом прогнозного профиля добычи газа и составляет 600,0 млн.м3 в год.

На сегодняшний день компания АО «Эмбаунайгаз» занимается добычей и реализацией нефти.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-04	Лист	
											26
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Западная Прорва - нефтегазоконденсатное месторождение расположено в юго-восточной части в Южно-Эмбенском нефтеносном районе Прикаспийской впадины, в Атырауской области Казахстана, в 175 км к юго-востоку от г. Атырау. Месторождение открыто в 1964 году. Геологические запасы оценивается 50 млн тонн. нефти.

1.3 Место размещения предприятия

В соответствии с целью ТЭО, промышленные объекты будут располагаться на территории месторождений 3.Прорва и С.Нуржанов, а также на территории вахтового поселка Самал.

Технологические объекты обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции будут располагаться непосредственно на территории месторождения 3.Прорва, после сбора всей продукции сырой газ и конденсат будет транспортироваться на месторождение С.Нуржанов расположенный на расстоянии 18 км. На месторождении С.Нуржанов располагается Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) Прорва производственной мощностью 150 млн.м3/год и Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН).

УКПГ Прорва предназначена для подготовки попутного нефтяного сероводородсодержащего газа Прорвинской группы месторождений с получением в качестве товара сухого осушенного газа, гранулированной серы и стабильного газового конденсата. В настоящее время производительность УКПГ Прорва находится на максимальном уровне, возможности для подготовки дополнительного объема газа на УКПГ не имеется. Расположение объекта подготовки газа для месторождения 3.Прорва возле действующей установки УКПГ Прорва является наиболее оптимальным решением по результатам следующего анализа:

- Имеется свободная площадка рядом с УКПГ Прорва;
- Обеспечена энергосетями ВЛ ЛЭА 110 кВ;
- Обеспечена водопроводом хозяйственно-бытового назначения;
- В непосредственной близости имеется ЦППН;
- Имеется действующе пожарное депо с газоспасательной службой на 2 автомашины;
- Имеется противорадиационное укрытие.

В ТЭО рассмотрены варианты внешнего транспорта сырого или осушенного газа, в направлениях на магистральный газопровода САЦ-3, на Боранкульский ГПЗ

Оператором БПЗ является ТОО «Varro Operating Group», на данном объекте рассматривается подготовка газа на условиях «процессинга»

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист
							27
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Согласно Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объекта, утвержденый приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165, объект относиться к I (повышенному) уровня ответственности

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-04	Лист	
											28
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					ТЭО	28	82
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

Целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В соответствии с заданием на разработку ТЭО рассмотрены следующие варианты:

- **Вариант 1. Строительство системы сбора и подготовки газа на УПГ для получения товарного газа;**
- **Вариант 2. Строительство системы сбора и подготовки газа на УКПГ с получением товарного газа и СУГ;**
- **Вариант 3. Строительство системы сбора и подготовки газа с транспортировкой для процессинга на Боранкольском ГПЗ**
- **Вариант 4. Строительство системы сбора и подготовки газа с с разделением на пусковые комплексы**

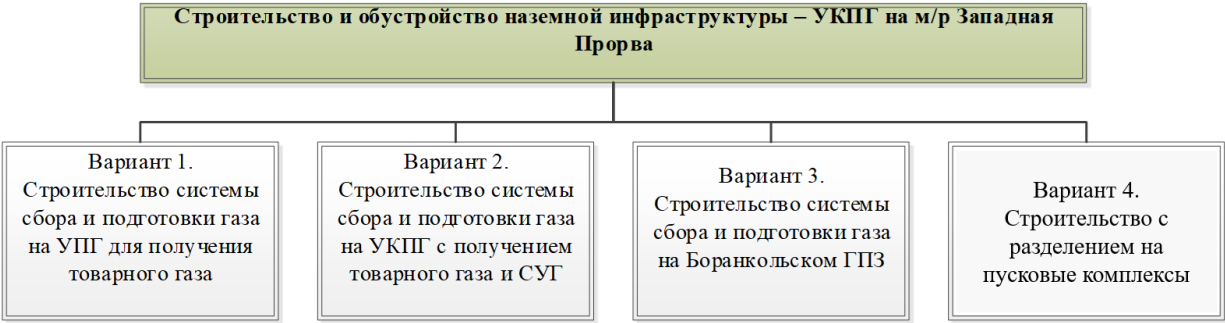


Рис. 1. Рис. 6.1. Матрица вариантов

Также в рамках качественного рассмотрения в ТЭО выполнено разделение по 4-м основным объектам, которые могут были рассмотрены отдельно:

- Объект 1. «Система сбора скважиной продукции»;
- Объект 2. «Установка подготовки газа или осушки газа»;
- Объект 3. «Магистральный/промысловый газопровод после УПГ/УКПГ/УОГ»;
- Объект 4. «Вахтовый городок»

2.1 Объект 1. Система сбора скважиной продукции

В соответствии с проектом разработки месторождения газовых залежей 3.Прорва добыча газа и конденсата будет производится 16 эксплуатационными скважинами на месторождении 3.Прорва. На данный момент пробурены и готовы к эксплуатации 2 скважины - №435 и №302.

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Объект 4. «Вахтовый городок»						
		2.1 Объект 1. Система сбора скважиной продукции						
		В соответствии с проектом разработки месторождения газовых залежей 3.Прорва добыча газа и конденсата будет производится 16 эксплуатационными скважинами на месторождении 3.Прорва. На данный момент пробурены и готовы к эксплуатации 2 скважины - №435 и №302.						
Подпись и дата								
Инв. № подл.	Инв. № подл.							
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТХ		Лист
								29

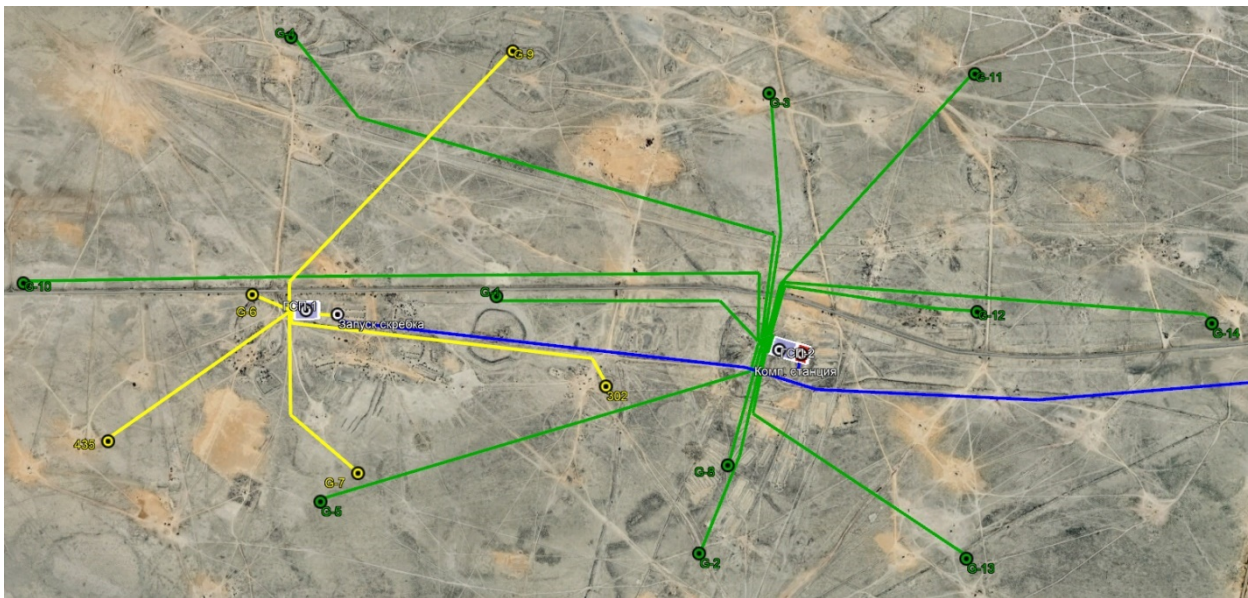


Рис. 2. Рис. 3 Система сбора и транспортировки скважинной продукции газовых залежей месторождения 3.Прорва

Система сбора будет состоять из скважин высокого давления 8,0 МПа, и под данным начальным давлением транспортироваться на Установку подготовки или осушки газа на месторождение С.Нуржанов, протяженность сборного коллектора составит 18 км.

Выкидные линии со скважин будут собираться на Газосборных пунктах (далее ГСП-1 и ГСП-2), где будет происходить поскважинный замер дебита скважин.

Со временем газовый поток от скважин, теряя пластовое давление, будет направляться на компрессорную станцию. В связи с этим, эти скважины необходимо сгруппировать на ГСП-2, где и будут устанавливаться компрессорные станции.

В 1 представлен компонентный состав природного газа на м/р «Западная Прорва»

Таблица 1. Компонентный состав природного газа на м/р «Западная Прорва»

Наименование компонента	Концентрация, % мольный
Диоксид углерода	0,37
Азот	0,4
Сероводород	0,00
Метан	86,02
Этан	4,85
Пропан	3,02
Изобутан	0,76
Бутан	1,33
Изопентан	0,64
Пентан	0,6
Гексан	0,37
Гептан	0,36
Октан	0,44
Нонан	0,33
Молекулярная масса	20,68
Плотность нефтяного газа, кг/м³	0,997

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

2.1.1 Обустройство скважинных участков

Устьевая арматура является ключевым элементом оборудования, устанавливаемым на устье газовой скважины. Она включает в себя различные клапаны и устройства, которые обеспечивают контроль за добычей газа и позволяют безопасно проводить работы на скважине.

Устья скважин оборудуются устьевой арматурой, с установленными на ней датчиками давления и температуры, для обеспечения контроля за добычей газа.

В качестве противоаварийной защиты в трубном пространстве скважины и на выходе из устьевой арматуры предусматриваются аварийные отсечные клапаны до 20 МПа. Эти клапаны оборудуются системой ПАЗ и автоматически перекрывают поток газа в случае аварийной ситуации, предотвращая неконтролируемый выброс газа.

Для регулирования давления добываемого газа используются угловой штуцерный клапан и штуцерная колодка. Эти клапаны снижают давление газа с пластового до 8 МПа, что обеспечивает безопасное транспортирование газа по трубопроводам и дальнейшую его обработку. Регулировка давления производится автоматически, что позволяет поддерживать стабильный режим работы скважины и системы газопровода.

Для предотвращения гидратообразования в трубопроводах, особенно при низких температурах, предусматривается использование метанола. Блок дозирования (БДР) включает в себя:

- Емкость для хранения метанола.
- Насосы для подачи метанола в газопровод.
- Контроллер для регулирования дозировки реагента, в зависимости от параметров газа и условий эксплуатации.

Далее газоконденсатная смесь от скважин по выкидным трубопроводам диаметром Ø114x10мм направляется в газосборный пункт. На трубопроводных участках, непосредственно перед переходом с надземного трубопровода на подземный, устанавливаются электроизолирующие вставки (ВЭИ). При переходе на подземную часть, стальной трубопровод соединяется с переходной муфтой и сменяется на стекловолоконистую трубу (СВТ).

2.1.2 Газосборные пункты ГСП-1 и ГСП-2

Транспортируемая газоконденсатная смесь от скважин поступает в газосборный участок для поочередного замера дебита скважин по газу и конденсату.

Транспортировка газа до газосборных пунктов ГСП-1 и ГСП-2 предусматривается путем разделения скважин по давлению:

- -ГСП-1 направляются 5 скважин высокого давления (435, 302, G6, G7, G9);

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
										31
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- -ГСП-2 направляются 11 скважин высокого давления с дальнейшим падением давления (G1, G2, G3, G4, G5, G8, G10, G11, G12, G13, G14), в связи с чем предусматривается установка компрессорных станций для поддержания изначального рабочего давления.

На участке ГСП-1 установлены два манифольда, к которым последовательно подключены выкидные линии от скважин.

Поток газа от скважин, подключенных к первому манифольду (Ду300мм), направляется напрямую на площадку камеры запуска очистного устройства.

Поток газа от скважин, подключенных ко второму манифольду (Ду100мм), направляется в трехфазный сепаратор (ТФС) для разделения поступающего газа на три фазы: газ, конденсат и воду. После измерения дебита скважин для оценки производительности, разделенная среда направляется на линию первого манифольда. В качестве линии сброса жидкости для ТФС предусмотрена подземная емкость объемом $V=5 \text{ м}^3$.

На объединенную линию от первого и второго манифольдов, направленную на камеру запуска очистного устройства, подключается линия реагента (метанола) от БДР.

Технологическая схема процесса транспортировки газа на участке ГСП-2 аналогична ГСП-1, за исключением добавления третьего манифольда (Ду300), который предусмотрен для направления потока газа на блок компрессорных станций, с целью дальнейшего увеличения пониженного пластового давления в трубопроводе.

Технически характеристики по ТФС смотреть ниже в 2.

Далее поток газа направляется на камеру запуска очистного устройства.

Таблица 2. Технические характеристики трехфазного сепаратора.

Трехфазный сепаратор ГСП-1 и ГСП-2			
1		2	3
Тип			Горизонтальный
Объем		м ³	6,3
Внутренний диаметр		мм	1500
Объемная производительность	По конденсату	м ³ /ч	2
	По газу	м ³ /ч	19753
Давление	Рабочее	МПа	8,0
	Расчетное	МПа	9,7
Температура	Рабочая среды	°C	5 – 25
	Расчетная	°C	100
Материал основных деталей			сталь 09Г2С
Категория взрывоопасности и размещения			ПА – Т1 На открытой площадке
Габаритные размеры			1820 X 6150 X 1500

2.1.3 Факельная система

Факельная система проектируется для обеспечения безопасного сброса и утилизации природного газа в аварийных или технологических ситуациях. В системе предусмотрены как горизонтальные факельные установки для каждой скважины, так и вертикальные факельные установки на газосборных пунктах.

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ

Участки КЗОУ и КПОУ объединяет подземный трубопровод из СВТ, также оснащенные ВЭИ и переходными муфтами (сталь-СВТ). КПОУ аналогично оснащен подземной дренажной емкостью, объемом V=16 м3, для сбора жидких примесей. Аварийный сброс газа предусмотрен выводом газа через СППК на факельную установку, которая должна находиться на установке осушки газа или установки подготовки газа (УОГ или УПГ).

Таблица 3. Технические характеристики камеры запуска и приема очистного устройства.

КЗОУ и КПОУ			
1		2	3
Внутренний диаметр		мм	300
Место установки	КЗОУ КПОУ		Участок ГСП Участок УОГ/УПГ
Давление	Рабочее	МПа	8,0
	Расчетное	МПа	9,7
Температура	Рабочая среды	°С	5 – 25
	Расчетная	°С	100
Материал основных деталей			сталь 09Г2С
Категория взрывоопасности и размещения			ПА – Т1 На открытой площадке
Расположение патрубков входа газа			Правое

2.1.5 Численность персонала для обслуживания системы сбора и транспортировки газа

Для расчета численности для обслуживания системы сбора и транспортировки газа до пункта подготовки газа использован нормативный документ министартсва газовой промышленности СССР от 1979 г «Норматив численности рабочих и нормы обслуживания оборудования в добыче газа»

На первой этапе при безкомпрессорной эксплуатации скважин необходимая численность персонала составит 10 человек для одной вахты, на месторождении используется вахтовый методработы продолжительностью 14 дней. После подключение компрессорных установок необходимо увеличение численности до 15 человек для одной вахты

Нормативы списочной численности на обслуживание промыслового газосборного пункта (ПГСП)							
ГСП №1	Вахта №1	Наименование	ИТР	Кол. чел.	Норматив раб. персонала, чел.	Смена	Кол. чел.
		Автоматизированные ПГСП:	Геолог	1	2	I	2
		- с постоянным обслуживанием	Мастер	1		II	2
	Вахта №2	Наименование	ИТР	Кол. чел.	Норматив раб. персонала, чел.	Смена	Кол. чел.
		Автоматизированные ПГСП:	Геолог	1	2	I	2
		- с постоянным обслуживанием	Мастер	1		II	2
ГСП №2	Вахта №1	Наименование	ИТР	Кол. чел.	Норматив раб. персонала, чел.	Смена	Кол. чел.
		Автоматизированные ПГСП:			2	I	2
		- с постоянным обслуживанием				II	2

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

	Вахта №2	Наименование	ИТР	Кол. чел.	Норматив раб. персонала, чел.	Смена	Кол. чел.
Автоматизированные ПГСП:				2	I	2	
- с постоянным обслуживанием					II	2	
Нормативы списочной численности на обслуживание оборудования дожимных компрессорных станций (ДКС)							
ГСП №2	Вахта №1	Наименование			Норматив, чел.	Смена	Кол. чел.
		КС оборудованная автоматизированными газомоторными поршневыми компрессорами типа КГКН, КК-8 при наличии системы централизованного контроля и управления (СЦКУ)			4,5	I	4,5
						II	4,5
	Вахта №2	Наименование			Норматив, чел.	Смена	Кол. чел.
		КС оборудованная автоматизированными газомоторными поршневыми компрессорами типа КГКН, КК-8 при наличии системы централизованного контроля и управления (СЦКУ)			4,5	I	4,5
						II	4,5
Итого численность персонала					38		

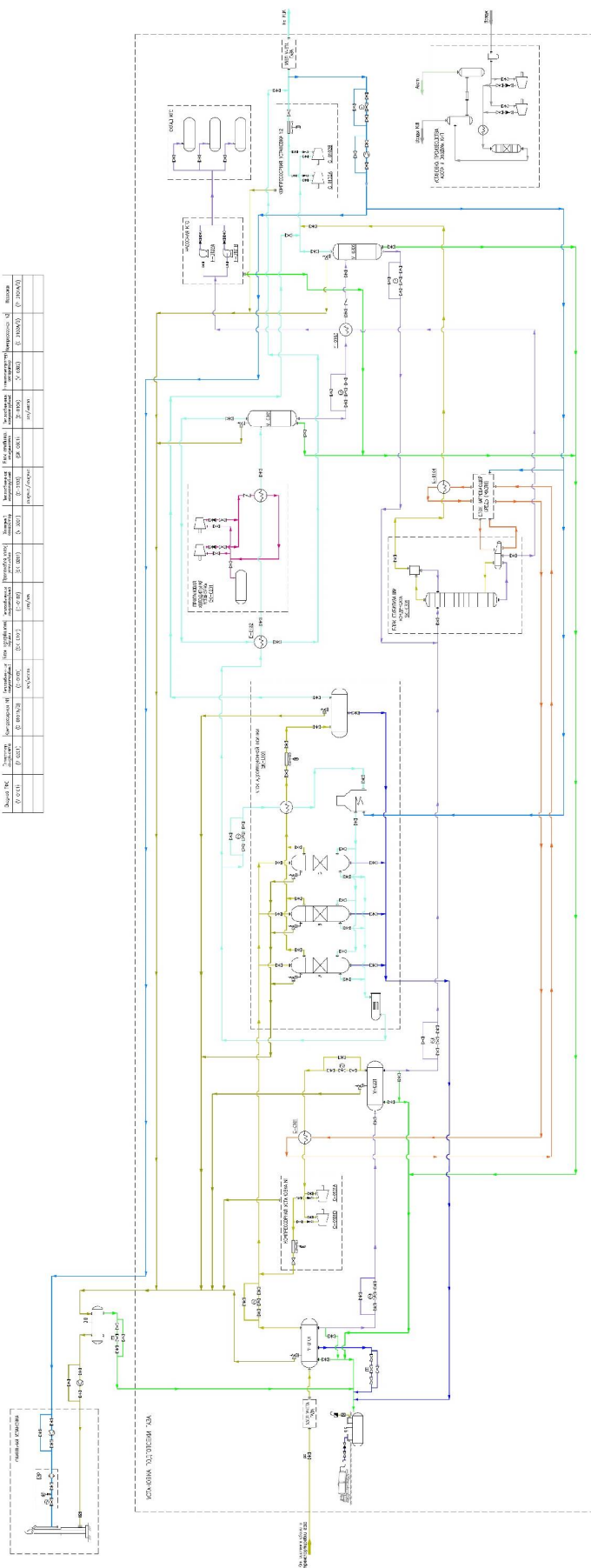
2.2 Вариант 1. Установка подготовки газа (УПГ). Общие сведения.

Для варианта №1, в качестве собственного УПГ, рассмотрен технологический процесс аналогично действующей УКПГ Прорва, с получением товарных продукций:

- Товарный газ в соответствии с СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам», температура точка росы по воде -20 °С, температура точка росы по углеводородам -10 °С;
- Стабильный конденсат в соответствии с СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный»;

Не предусмотрено получение СУГ

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

[illegible]

QUESTION	ANSWER
1. Which of the following is not a type of cell?	Prokaryotic cell
2. Which of the following is not a type of tissue?	Epithelial tissue
3. Which of the following is not a type of organ?	Heart
4. Which of the following is not a type of system?	Respiratory system
5. Which of the following is not a type of organism?	Plant
6. Which of the following is not a type of community?	Forest
7. Which of the following is not a type of ecosystem?	Desert
8. Which of the following is not a type of biosphere?	Earth
9. Which of the following is not a type of universe?	Universe
10. Which of the following is not a type of multiverse?	Multiverse

2.2.1 Общие сведения

Данный проект разрабатывается для установки подготовки газа с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка подготовки газа предназначена для снижения содержания таких примесей, как вода, и тяжелые углеводороды, с учетом требований по качеству СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам» и безопасности.

Целью проекта является создание установки, способной осуществлять полную подготовку природного газа для дальнейшей транспортировки по магистральным газопроводам или использования в качестве топлива для энергетических установок и других потребителей.

2.2.2 Характеристика исходного сырья

Сырьем для УПГ являются два основных сырьевых потока: природный газ (ПГ) от газовых скважин месторождения Западная Прорва и попутный нефтяной газ (ПНГ) от месторождения С.Нуржанова.

Компонентный состав природного газа каждого потока представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Компонентный состав природного газа от газовых скважин месторождений Западная Прорва и С.Нуржанова

№ п/п	Компоненты и параметры	Входящие потоки УПГ	
		Природный газ (З.Прорва)	Попутный нефтяной газ (С.Нуржанова)
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание	
1	Сероводород, H ₂ S	0	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,366	1,747
3	Азот, N ₂	0,399	1,353
4	Метан, C ₁ H ₄	85,081	85,519
5	Этан, C ₂ H ₆	4,798	5,528
6	Пропан, C ₃ H ₈	2,986	3,046
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,75	0,728
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,317	1,235
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,377	0,402
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,35	0,302
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	0,22	0,105
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	0,216	0,011
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	0,264	0,001
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	0,198	0
15	Декан, C ₁₀	0,133	0
16	Ундеканы, C ₁₁	0,082	0
17	Додеканы, C ₁₂	0,049	0
18	Тридеканы, C ₁₃	0,047	0
19	Тетрадеканы, C ₁₄	0,023	0
20	Пентадеканы, C ₁₅	0,033	0
21	Гексадеканы, C ₁₆	0,022	0
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,014	0
23	Октадеканы, C ₁₈	0,007	0
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,005	0

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

25	Эйкозаны, C ₂₀	0,003	0
26	Генейкозаны, C ₂₁	0,002	0
27	Докозаны, C ₂₂	0,001	0
28	Трикозаны, C ₂₃	0,001	0
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,001	0
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,001	0
31	Гексакозаны, C ₂₆	0	0
32	Гептакозаны, C ₂₇	0	0
33	Октакозаны, C ₂₈	0	0
34	Нонакозаны, C ₂₉	0	0
35	Триакоктаны, C ₃₀	0	0
36	Остаток, C ₃₁₊	0	0
37	Кислород, O ₂	0	0
38	Вода, H ₂ O	2,255	0
Основные параметры на входе в УПГ			
	Наименование параметра	Показатели	
1	Температура, °С	+5	
2	Давление, МПа (изб)	7,6	
3	Расход, ст.м ³ /час	~ 77,38 тыс.	

2.2.3 Готовая продукция

2.2.3.1 Осушенный товарный газ

Сухой товарный газ, получаемый на установке подготовки газа (УПГ), представляет собой очищенный природный газ, доведённый до товарных стандартов в результате комплексной технологической обработки (СТ РК 1666-2007). Сухой газ – это горючая и взрывоопасная смесь, состоящая в основном из метан- этановой фракции. ПДК-300 мг/м3, ПДВК – 4,5-13,5 % об., нормальная скорость распределения пламени 0,176 м/с. В основном применяется как топливо на производстве и в быту. На выходе из УПГ сухой газ характеризуется следующими свойствами:

- Низкое содержание влаги - влажность газа после осушки сведена к минимально допустимым значениям (менее 0,001 г/м³). Это гарантирует отсутствие образования гидратов и коррозионных процессов в газопроводах при транспортировке и хранении.
- Отсутствие тяжелых углеводородов - газ освобожден от тяжелых углеводородных фракций (C5+), которые могли бы конденсироваться при низких температурах и вызывать проблемы при транспортировке или использовании. Содержание этих фракций не более 3%.
- Отсутствие механических примесей - газ проходит через фильтры, обеспечивающие полное удаление твёрдых частиц, что предотвращает засорение оборудования и трубопроводов на этапе транспортировки.
- Высокая теплотворная способность - после удаления примесей теплотворная способность газа составляет стандартные значения (38–42 МДж/м³), что делает его пригодным для бытового и промышленного использования.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							38
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Соответствие стандартам - получаемый сухой газ соответствует требованиям государственных стандартов по физико-химическим показателям (СТ РК 1666-2007), что позволяет его дальнейшее использование в бытовом, промышленном и энергетическом секторах, а также транспортировку по магистральным газопроводам.
- Отсутствие кислотных газов - концентрация углекислого газа (CO₂) снижены до нормативных значений, что делает газ безопасным для использования и транспортировки. Содержание H₂S отсутствует при добыче газа из скважин.

Компонентный состав осушенного газа на выходе УПГ представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Компонентный состав осушенного товарного газа на выходе УПГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Выходящий поток осушенного газа от УПГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,488
3	Азот, N ₂	0,492
4	Метан, C ₁ H ₄	88,577
5	Этан, C ₂ H ₆	5,050
6	Пропан, C ₃ H ₈	3,111
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,762
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,202
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,161
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,118
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	0,026
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	0,007
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	0,002
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	0,001
15	Декан, C ₁₀	0,001
16	Ундеканы, C ₁₁	<0,001
17	Кислород, O ₂	0
18	Вода, H ₂ O	<0,001
Основные параметры на выходе от УПГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °С	-6,66
2	Давление, МПа (изб)	7,32
3	Расход, ст.м ³ /час	~ 74,36 тыс.
4	Температура точки росы по воде, при рабочих условиях, °С	-47,7

2.2.3.2 Конденсат стабильный газовый (КГС).

Одним из продуктов переработки объединенного потока газа месторождений Западная Прорва и С. Нуржанова на УПГ является газовый конденсат, который соответствует требованиям СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный», представляющий собой смесь предельных углеводородов от C₅ и выше.

В соответствии с СТ РК 2188-2012, конденсат газовый стабильный, получающийся при переработке природного газа, представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость, пожаро- и взрывоопасную, 4-го класса токсичности. Используется в качестве сырья пиролиза для нефтехимических производств и заводов органического синтеза, сырья центральных газодифракционирующих установок, а также для компаундирования автомобильного бензина.

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ

Лист

Стабильный газовый конденсат является ценным сырьем и используется в различных отраслях:

- Нефтепереработка: конденсат может быть переработан на нефтеперерабатывающих заводах для получения бензина, дизельного топлива и других нефтепродуктов;
- Топливо: в некоторых случаях КГС может использоваться напрямую как топливо для энергетических установок и в промышленности;
- Химическая промышленность: используется как сырьё для производства различных химических веществ, включая пластмассы и другие полимеры.

Характеристика по качеству приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Компонентный состав стабильного газового конденсата на выходе УПГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Получаемый КГС от УПГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0
3	Азот, N ₂	0
4	Метан, C ₁ H ₄	0
5	Этан, C ₂ H ₆	0
6	Пропан, C ₃ H ₈	0,006
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,903
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	8,538
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	12,309
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	12,813
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	10,194
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	10,584
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	13,239
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	9,999
15	Декан, C ₁₀	6,715
16	Ундеканы, C ₁₁	4,170
17	Додеканы, C ₁₂	2,458
18	Тридеканы, C ₁₃	2,369
19	Тетрадеканы, C ₁₄	1,167
20	Пентадеканы, C ₁₅	1,682
21	Гексадеканы, C ₁₆	1,138
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,722
23	Октадеканы, C ₁₈	0,361
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,242
25	Эйкозаны, C ₂₀	0,148
26	Генейкозаны, C ₂₁	0,089
27	Докозаны, C ₂₂	0,059
28	Трикозаны, C ₂₃	0,029
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,029
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,029
37	Кислород, O ₂	0
38	Вода, H ₂ O	0
Основные параметры на выходе от УПГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °C	145,5
2	Давление, МПа (изб)	0,8
3	Расход, кг/час	~ 6478
4	Давление насыщенных паров, кПа	66,66

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

2.2.3.3 Топливный газ для собственных нужд.

Топливный газ - представляет собой часть очищенного осушенного природного газа, которая используется для поддержания технологических процессов на самой установке подготовки газа (УПГ). Этот газ обеспечивает энергоснабжение для работы компрессоров, печей, подогревателей, а также может использоваться для привода турбин или других энергетических установок.

Используемый топливный газ для нужд УПГ - горюч, взрывопожароопасен 4 класса опасности с плотностью 0,85 кг/ м3 и температурой кипения минус 69 °С (при давлении 101 кПа, составляет минус 43 °С). ПДК в рабочей зоне 300 мг / м3.

2.2.3.4 Технический азот

Азот - бесцветный газ, не имеющий запаха и вкуса, с плотностью 1,251 кг/ м3. плотность в сжиженном состоянии 808 кг/ м3 при (-196) °С, потность по воздуху 0,967 кг/ м3. Температура плавления, -210 °С, температура кипения, (-195,8 °С). Азот является важным компонентом, используемым в различных технологических процессах на установках подготовки газа, включая поддержание инертной атмосферы, продувку оборудования и создание азотной подушки. Для его получения могут использоваться различные методы, такие как криогенная дистилляция или мембранная технология, в зависимости от объёма потребностей и требований к чистоте азота.

Виды применения азота:

- Продувка трубопроводов и оборудования: используется для очистки оборудования от взрывоопасных газов перед проведением ремонтных работ или технического обслуживания;
- Создание инертной атмосферы: будучи инертным газом, предотвращает окислительные процессы и взрывы, поддерживая безопасную атмосферу внутри резервуаров, емкостей и оборудования, особенно при работе с легковоспламеняющимися веществами;
- Азотная подушка: в резервуарах и газгольдерах азот создаёт защитный слой над жидкими или газообразными продуктами, предотвращая их контакт с кислородом и исключая образование взрывоопасных смесей.

2.2.3.5 Пластовая вода

Пластовая вода – является одной из составляющих жидкой фазы, которая отделяется в результате процесса сепарации газа. Вода - это окись водорода, она является наиболее важным и распространенным веществом, в природе не существует чистой воды, в ней обязательно содержатся какие-либо примеси. Чистая вода не имеет вкуса и запаха, прозрачна, ее получают в процессе перегонки, после этого она называется дистиллированной.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							41
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Цеолиты типа NaX	Высший сорт	Первый сорт
Насыпная плотность, г/см3, не менее	0,6	0,6
Размер гранул по среднему диаметру	4,5+0,5 3,6+0,4 2,9+0,3 2,4+0,2 2,0+0,2	
Механическая прочность на раздавливание, кг/мм2,%, не менее	1,0	0,8
Массовая доля водостойкости, %, не менее	98	97
Динамическая емкость по парам воды для размера гранул по среднему диаметру, мг/см3, не менее		
4,5+0,5	104	102
3,6+0,4	106	104
2,9+0,3	108	106
2,4+0,2	110	108
2,0+0,2	112	110
Динамическая емкость по парам бензола для размера гранул по среднему диаметру, мг/см3, не менее		
4,5+0,5	57	55
3,6+0,4	68	67
2,9+0,3	69	68
2,4+0,2	70	69
2,0+0,2	71	70
Массовая доля потерь при прокаливании, %, не более	4	4
Динамическая емкость по углекислому газу, для размера гранул по среднему диаметру, мг/см3, не менее		
4,5+0,5	15	10
3,6+0,4	20	15
2,9+0,3	27	24
2,4+0,2	30	25
2,0+0,2	32	26

**2.2.5 Описание технологического процесса и технологической схемы
производственного объекта**

2.2.5.1 Сепарация поступающего газа

Газ, поступающий на установку одним потоком с двух месторождений: от газовых залежей м/р Западная Прорва и попутный нефтяной газ с м/р С.Нуржанова, для дальнейшей переработки и получения готовых продуктов, соответствующего стандарту качества, подвергают сепарации. Газ поступает по газопроводу, диаметром 300 мм, при давлении 7,6 МПа и температурой +6°С.

Первая ступень сепарации предназначена для удаления основной массы свободных жидких примесей (воды и углеводородов) из потока газа. На этой стадии устраняются крупные капли жидкости, что снижает нагрузку на последующие этапы подготовки.

Газ поступает в первую сепарационную емкость, трехфазный сепаратор (V-0101), где происходит отделение жидких фаз от газового потока. За счет разницы в плотностях, капли жидкости оседают на нижнюю часть сепаратора. В верхней части сепаратора газ проходит через каплеуловители, где происходит дополнительное улавливание мелких капель жидкости. Жидкость, сконденсировавшаяся на нижней сепаратора, собирается в специальной емкости и

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							43
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

отводится для дальнейшей переработки или утилизации. Этот этап позволяет существенно снизить содержание капельной влаги и углеводородного конденсата в газе.

Конденсат, выделенный на первой ступени, дросселируется и поступает на вторую ступень сепарации, на газовый сепаратор (V-0201), где проходит более тщательное разделение жидкостной смеси. Задачей второй ступени является дополнительное отделение остаточной воды и газов, растворенных в конденсате, для минимизации потерь газа и улучшения его качества перед дальнейшей транспортировкой. Отделенный на этой стадии газ направляется на компримирование, чтобы достичь нужных параметров давления и смешаться с потоком газа от первой ступени. Весь отделившийся конденсат от сепаратора второй ступени направляется на дальнейшую стабилизацию.

Перед поступлением на компрессорную установку, газ, проходя через кожухотрубный теплообменник (E-0101), нагревается с температуры -11°C до +40°C, с целью уменьшить вероятность конденсации в компрессоре, что улучшает общую надежность системы.

Прошедший вторую ступень сепарации газ, поступает на компрессорную установку (C-0101A/B), где подвергается компримированию для повышения давления. Это необходимо для обеспечения оптимальных условий для последующей осушки газа и транспортировки. После компримирования, газ объединяется с потоком газа, поступившим с первой ступени сепарации. Таким образом, газ с обеих ступеней сепарации смешивается в едином потоке перед следующим этапом подготовки.

Для компримирования природного газа до первоначального давления (7,6 МПа) и в целях дальнейшей осушки, были выбраны поршневые компрессоры, с производительностью 4000 нм3/час. Компрессорная установка оснащена выносными маслосистемами и системами охлаждения двигателей.

2.2.5.2 Осушка газа твердыми поглотителями

После этапа нагрева и компримирования, отсепарированный газ поступает на блок адсорбционной осушки (SK-0101). В этом блоке осушка газа осуществляется с помощью трех адсорбционных колонн, содержащих твердые поглотители — цеолиты. Цеолиты обладают высокой способностью поглощать влагу, что позволяет эффективно удалить остаточную воду из газа, обеспечивая его соответствие требованиям качества.

Газ, поступаая в блок осушки, проходит через три адсорбционные колонны, где цеолиты поглощают влагу из газового потока. Цеолиты эффективно удерживают воду, что позволяет получить сухой газ с минимальным содержанием влаги.

Твердые поглотители (цеолиты) применяют как для осушки и очистки углеводородных газов, так и для обезвоживания углеводородных жидкостей: сжиженных газов, нефтяных продуктов. Адсорбенты обладают свойством поглощать влагу из углеводородного потока при

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-TX	Лист
							44
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

относительно низких температурах и во время десорбции отдавать ее другому потоку (в газовой фазе), имеющему более высокую температуру. Адсорбция (удержание молекул на поверхности твердого тела) объясняется действием поверхностных сил и капиллярной конденсации. В процессе адсорбции выделяется теплота, называемая теплотой адсорбции.

Для обеспечения непрерывности процесса обычно используется цикличная работа колонн: пока одна колонна осушает газ, другие могут находиться на стадии регенерации — процесс восстановления поглотительной способности цеолитов. Осушку газов и углеводородных жидкостей методом адсорбции обычно проводят в неподвижном слое твердого поглотителя, так что процесс осушки является периодическим. Из двух адсорберов один находится на стадии осушки, а в другом в это же время происходит регенерация адсорбента. Влажный газ поступает в водоотделитель, в котором осаждается капельная влага, сбрасываемая в дренажную систему.

После осушки, газ направляется через коалесцер и удаляет оставшиеся мелкие капли жидкости и аэрозоли, обеспечивая высокую чистоту газа. Коалесцер способствует дополнительному очищению газа от частиц, которые могли остаться после процесса адсорбции.

Осушенный газ, освобожденный от влаги, на выходе из блока осушки, подвергается дополнительной процедуре - регенерации цеолитов, используемых в адсорбционных колоннах. Этот процесс поддерживает эффективность работы цеолитов, восстанавливая их поглотительную способность. Для регенерации цеолитов используется осушенный газ, полученный на выходе из блока адсорбционной осушки. Этот газ отбирается в объеме 10% от общего потока осушенного газа. Отобранный газ поступает на теплообменник, где он предварительно подогревается до температуры +60°C. Использование теплообменника позволяет эффективно использовать тепло горячего газа регенерации. После предварительного подогрева, газ направляется в подогревательную печь, где его температура повышается до +300°C. Этот уровень нагрева необходим для обеспечения эффективной регенерации цеолитов, так как для удаления влаги из их структуры требуется высокая температура. Нагретый до газ поступает обратно в адсорбционные колонны (осушители). Проходя через твердые накопители, он забирает накопленную в них влагу, восстанавливая их способность к адсорбции.

Этот этап позволяет поддерживать стабильную работу блока осушки, обеспечивая регулярное восстановление сорбционных характеристик цеолитов. После выхода из осушителей влажный газ направляется на воздушный охладитель (АВО), где его температура понижается. Охлажденный газ вместе с отделенной влагой поступает в емкость сепарации газа

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист	
											45
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

и воды, где происходит окончательное отделение конденсата воды от газовой фазы и присоединение к основной линии осушенного газа, для последующего охлаждения.

2.2.5.3 Установка низкотемпературной конденсации (НТК)

Осушенный газ от блока сушки поступает на теплообменник, где его температура понижается до -5°C. Охлаждение на этом этапе помогает подготовить газ к дальнейшему охлаждению в холодильной установке (SK-0201). Процесс низкотемпературной конденсации заключается в выделении тяжелых углеводородов из подготавливаемого газа, на стадии его подготовки, путем охлаждения до температуры конденсации тяжелых углеводородов хладагентом при определенных технологических параметрах.

Для проведения низкотемпературной конденсации используют в качестве хладагента жидкий пропан (C3H8), который с газообразного состояния сжижается путем компримирования.

Пропановая холодильная установка работает по замкнутому дроссельному холодильному циклу, основанному на испарении пропана (хладагент). Принцип охлаждения основан на разнице температуры кипения вещества при разных давлениях. Отвод тепла от конденсируемого хладагента производится при высоком давлении на высоком температурном уровне (охлаждение компримированных паров хладагента и их конденсация в охладителе), а подвод – при его испарении под низким давлением (потребители холода).

После охлаждения в пропановой холодильной установке, гзоконденсатный поток, с температурой -19°C, поступает на трехфазный холодный сепаратор (V-0301). В холодном сепараторе происходит отделение образовавшегося углеводородного конденсата, который накапливается в нижней части емкости, в то время как осушенный газ, выходящий сверху, поступает на теплообменник (E-0102) в качестве межтрубной холодной среды. Холодный осушенный газ нагревается до температуры с -19°C до -8°C и транспортируется к узлу учета газа (УУГ) на выходе УПГ.

Отделившийся конденсат с температурой -19°C, поступает на теплообменник (E-0103) в качестве межтрубной холодной среды и нагревается до температуры +15°C. Далее поток конденсата дросселируется и поступает на низкотемпературный сепаратор (V-0302), с давлением 3 МПа для отделения остаточных газов от конденсата. Выделившийся газ далее подключается к линии газа от сепаратора (V-0301) и объединившись, направляется на компримирование. В свою очередь конденсат направляется на блок стабилизации.

2.2.5.4 Блок стабилизации конденсата

Конденсат от низкотемпературного сепаратора (V-0302), объединяется с потоком конденсата от сепаратора второй ступени (V-0201). Объединенный поток, с давлением ~1МПа, поступает на блок стабилизации конденсата (SK-0301) в качестве потока на загрузку.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		46

Основным элементом блока является колонна, где происходит разделение углеводородов за счет разности температур кипения компонентов.

Колонна состоит из тарелок или насадок, которые создают условия для тепло-массообмена между жидкой и паровой фазами. В нижней части колонны, конденсат нагревается, в результате чего легкие фракции испаряются и выходят через верх колонны.

Стабильный конденсат остается в нижней части колонны, откуда поступает на ребойлер. Ребойлер служит для подогрева конденсата с целью испарения легких фракций. В качестве теплоносителя, в ребойлере используется горячий теплоноситель (термомасло). Неиспарившийся конденсат, накапливающийся в ребойлере после подогрева, выходит с нижней части и направляется на емкости конденсата, которые состоят из трех горизонтальных емкостей, вместимостью 200м³, каждый, с целью дальнейшей транспортировки насосами на ЦППН и возможностью налива на автоцестерны.

Легкие углеводороды, испаряясь с верхней части колонны, поступают на конденсатор, где происходит их охлаждение (до -75 °С) и направляются на рефлюксную емкость. Конденсат возвращается в колонну в качестве орошения для улучшения разделения. Газовая фаза выводится для дальнейшего объединения с потоком осушенного газа от сепараторов V-0301 и V-0302.

2.2.5.5 Компримирование и учет газа на выходе УПГ

После завершения процессов подготовки и осушки, объединенный газ от сепараторов V-0301 и V-0302, а также отделившийся газ после блока стабилизации (SK-0301) поступает на компримирование в компрессорную установку №2 (С-0102А/В), для повышения давления, что необходимо для его дальнейшей транспортировки по магистральному газопроводу.

Установка компримирования газа состоит из компрессоров, каждый из которых включает в себя скрубберы на всасывании перед каждой ступенью и аппараты воздушного охлаждения (АВО) после каждой ступени.

После компрессорной установки газ поступает на узел учета газа, который играет ключевую роль в контроле и измерении количества газа, передаваемого на дальнейшую транспортировку и потребление.

Узел учета состоит из нескольких компонентов:

- Счетчики газа: измеряют объем газа, проходящий через систему.
- Трансммиттеры давления и температуры: фиксируют параметры газа (давление, температура), которые необходимы для корректировки расчетов объема с учетом изменяющихся условий.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист	
											47
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- Узлы контроля состава газа: хроматографические анализаторы могут быть включены в систему для анализа содержания компонентов в газе, что также влияет на расчет его стоимости и качества.

После узла учета товарный газ направляется на камеру запуска очистного устройства (КЗОУ), далее по проектируемому газопроводу подготовленный товарный газ поступает на существующий магистральный газопровод САЦ-1.

2.2.6 Описание технологических процессов вспомогательных объектов

2.2.6.1 Система топливного газа (СТГ)

Система топливного газа на собственные нужды установки подготовки газа (УПГ) предназначена для обеспечения энергетических потребностей самого предприятия. Этот газ используется для питания различных технологических установок и оборудования, таких как компрессоры, котлы, печи и другие устройства, требующие энергии для работы. Топливный газ на собственные нужды представляет собой часть общего объема подготовленного газа, который отбирается с УПГ и направляется для внутреннего использования.

После процессов осушки и подготовки, часть газа отбирается из основного потока на выходе УПГ. Этот осушенный и подготовленный газ используется в качестве топлива для технологического оборудования. Топливный газ имеет те же параметры качества, что и товарный газ, так как он проходит через все стадии подготовки на УПГ.

Газ, отобранный для собственных нужд, направляется трубопроводом к различным установкам и объектам внутри УПГ, таким как:

- *Теплогенераторы и печи:* топливный газ сжигается в специальных установках для получения тепла, которое используется для технологических процессов, таких как подогрев масла в качестве нагревающей среды или газа, в качестве регенерации твердых поглотителей в блоке осушки;
- *Факельная установка:* топливный газ используется для постоянной подачи газа к горелкам факела, обеспечивая наличие "запальника".

2.2.6.2 Система горячего масла (теплоноситель)

В технологических процессах ряда технологических переделов УПГ применяется нагревательное оборудование (ребойлеры, теплообменники), требующее использования циркулирующего высокотемпературного греющего агента. В качестве греющего агента в данной технологической схеме используется высококипящее масло, циркулирующее в замкнутом тепловом контуре.

При разработке схемы подачи высокотемпературного теплоносителя учитывался приоритет соблюдения параметров технологического процесса, а именно:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
										48
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Высококипящее масло из всех тепловых контуров систем технологического обогрева дренируется в резервуар сбора горячего масла. Для снижения потерь предусмотрена возможность возврата масла в систему через расширительный сосуд горячего масла.

Для вод, загрязненных углеводородами, может использоваться система очистки, включающая отстойники, коалесцеры и фильтры. Очищенная вода может быть повторно использована или сброшена в окружающую среду в соответствии с экологическими стандартами.

Углеводородный конденсат может быть подвергнут стабилизации, либо направлен на переработку или утилизацию.

2.2.6.4 Факельная система

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях:

- Срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и другие;
- Предусмотренных технологическим регламентом;
- Периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

Все сбросы с предохранительных клапанов оборудования направляются в факельный коллектор, и далее на факельную стойку. Режим работы ФХ определяют параметры факельного коллектора, факельного сепаратора и факельной установки в целом, обеспечивающие их поддержание устройства контроля и регулирования:

- Системы подачи топливного газа на продувку факельного коллектора;
- Уровень, давление и температура в факельном сепараторе;
- Автоматические системы розжига, регулирования и контроля работы факела.

В качестве продувочного газа используется топливный газ. Линии подачи газа оборудованы механическими регуляторами давления «после себя», обеспечивающие редуцирование газа до заданного давления и необходимый проток газа, расходомерами для учёта подачи газа на продувку и ручными проходными вентилями, обеспечивающими возможность локальной настройки подачи газа (при необходимости).

Факел оборудован необходимыми системами (входят в комплект поставки факела), обеспечивающими ему безопасную работу:

- Дистанционной системой розжига;
- Системой контроля пламени дежурных горелок;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
										50
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Системой регулирования подачи воздуха на основное сжигание.

Уровень и давление в факельном сепараторе контролируются непрерывно, для чего сепаратор оборудован датчиками уровня жидкости и манометрами по месту и с передачей показаний в операторную; предусмотрена подача аварийного сигнала уровня (высокий-низкий) от отдельного уровнемера. Линия сброса газа на факел оборудована расходомером со счётной приставкой. Насос откачки включается оператором дистанционно по показаниям уровня.

2.2.6.5 Установка получения азота и воздуха КИПиА

В целях поддержания работы и обеспечения нормальной эксплуатации контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также предотвращения коррозии и создания безопасной среды для технологических оборудований, используется установка производства азота и воздуха КИПиА.

Воздух, получаемый из атмосферы, сжимается в компрессоре и поступает через фильтр, в воздушный охладитель, который способствует охлаждению потока сжатого воздуха. Сжатый воздух, поступая в фильтр, обеспечивает удаление воды и остаточных частиц со степенью очистки 0,003 мг/м³. Посредством охлаждения сжатого потока, понижается граница насыщения водяного пара, откуда возникает конденсат, который выводится через конденсатоотводчик в ресивере сжатого воздуха. От ресивера сжатого воздуха, воздушный поток поступает на ресивер воздуха КИПиА, оснащенный манометром и датчиком давления, с выдачей сигнала на остановку установки по высокому давлению и ее включения по низкому. Потока воздуха от ресивера воздуха КИПиА, посредством регулирующих клапанов, проходя через мембрану, поступает на ресивер азота. Азот направляется либо для хранения, либо сразу в распределительную систему для использования в технологических процессах УПГ (например, для инертирования, продувки, герметизации и т.д.).

Поток, богатый азотом (от 95% и выше), выходит с обратной стороны мембранного модуля. Газы, которые не прошли через мембрану, выводятся в атмосферу. Эти газы обычно содержат кислород, водяной пар, углекислый газ и другие примеси.

Сжатый воздух подается на необходимые запорно-регулирующие арматуры через коллектор, диаметром 50 мм, который оснащен датчиком давления, подключенным к системе непрерывного контроля. Предусмотрена сигнализация низкого давления 4 кг/см², подключенная к общей системе контроля и клапаном поддержания давления.

Для обеспечения воздухом КИПиА и азотом всех технологических и вспомогательных установок УПГ, блочная установка включает в себя:

- компрессоры воздуха (рабочий/резервный), производительностью 600 м³/ч и давление 8,3 кг/см²;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист	
											51
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- АВО воздуха КИПиА;
- фильтр предварительной очистки от частиц крупнее 3 микрон;
- ресивер сырого сжатого воздуха;
- ресивер воздуха КИПиА;
- мембранный модуль;
- ресивер азота;
- местную панель управления;

2.2.6.6 Склад ГСМ и химических реагентов

Склад предназначен для хранения заполнителей, реагентов, смазочных и расходных материалов, которые поступают на предприятие в упаковке поставщиков – бочки, барабаны, мешки, контейнеры – в виде грузовых пакетов, сформированных на стандартных поддонах.

В качестве хранения горюче-смазочного материала выполняется склад 3-го класса опасности отапливаемого типа, с ветрозащитными щитами по периметру, с погрузочно-разгрузочной рампой и площадкой для приема/выдачи грузов. Габариты 30x12 м. Объем хранения грузов ~ 100 т. Помещение должно быть оборудовано прочным полом с антикоррозийным покрытием, устойчивым к возможному разливу масла. Внутри склада предусматривается принудительная система вентиляции для предотвращения накопления паров и поддержания безопасной температуры. Склад оснащен противопожарной системой, включая датчики дыма и автоматические системы пожаротушения на основе пены.

Для химических реагентов выполняется склад закрытого отапливаемого типа, с естественной и принудительной вентиляцией, для хранения грузов 3-го класса опасности с фронтальной погрузочно-разгрузочной рампой под навесом. Габариты 20x12 м. Объем хранения грузов ~ 30 т. Система противопожарной защиты с установкой датчиков дыма и автоматической системой тушения (предпочтительно использование инертных газов или пенной системы для предотвращения возгорания).

Хранение грузовых материалов в складских секциях предусмотрено на поддонах, сгруппированных в секции. Выполнение складских и погрузочно-разгрузочных операций в складской секции для хранения грузов предусмотрено поводковым погрузчиком.

Кроме того, для обслуживания операций по доставке грузов на территорию технологических объектов со взрывопожароопасными зонами (реагенты, катализаторы, расходные и вспомогательные материалы и т.д.) предусмотрен взрывозащищенный погрузчик, который будет приписан к данным складам.

Вдоль складских рамп и на погрузочно-разгрузочную площадку с торца здания предусмотрен подъезд с твёрдым покрытием для стандартного автотранспорта, шириной 6м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист	
											52
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Каждый склад оборудован маркировкой для легкой идентификации химических веществ, инструкциями по обращению с ними и предупреждающими знаками.

2.2.7 Экспликация технологического оборудования УПГ

№ п/п	Наименование оборудования	Составляющие	Количество
Основное оборудование			
1	Трехфазный сепаратор (V-0101)		1
2	Газовый сепаратор (V-0201)		1
3	Теплообменник кожухотрубный (E-0101)	Газ-масло (Tmax=120)	1
4	Компрессорная №1 (C-0101A/B)	Компрессоры АВО	2 2
5	Блок адсорбционной осушки (SK-0101)	Осушитель Фильтр-коалесцер Теплообменник (Tmax=250) Печь нагрева (Газ, Tmax=300) АВО Сепаратор регенерационного газа	3 2 2 1 2 1
6	Теплообменник кожухотр. (E-0102)	Газ-газ (Tmax= -20 до 10)	1
7	Пропановая холодильная установка (SK-0201)	Компрессор Емкость пропана Воздушный охладитель	2 1 1
8	Холодный сепаратор (V-0301)		1
9	Теплообменник кожухотрубный (E-0103)	Конденсат-конденсат (Tmax=160)	1
10	Низкотемпературный сепаратор (V-0302)		
11	Блок стабилизации конденсата (SK-0301)	Ребойлер (Масло, Tmax=160) Колонна Конденсер Рефлюксная емкость	1 1 1 1
12	Теплообменник кожухотрубный (E-0104)	Газ-масло (Tmax=120)	1
13	Компрессорная №2 (C-0102A/B)	Компрессоры АВО	2 2
14	Насосная КГС (P-0101A/B)	Насосы	2
15	Емкости КГС	Емкости (200м³)	3
Вспомогательное оборудование			
1	Блок среды нагрева (масло)	Промежуточная емкость Расширительная емкость Насос откачки Котел (Tmax=200)	3 3 6 3
2	Дренажные емкости		3
3	Установка производства азота и воздуха КИП	Фильтр Компрессоры Ресивер воздуха Мембрана Ресивер азота	2 2 1 4 1
4	Факельная установка	Факельный сепаратор Блок защиты и розжига Факел	1 1 1
5	Узел учета газа на собственные нужды		1
6	Узел учета газа на входе установки		1
7	Узел учета газа на выходе установки		1
8	Склад химических реагентов		1
9	Склад ГСМ		1
10	Резервная ДЭС		1

Инв. № подл.

Подпись и дата

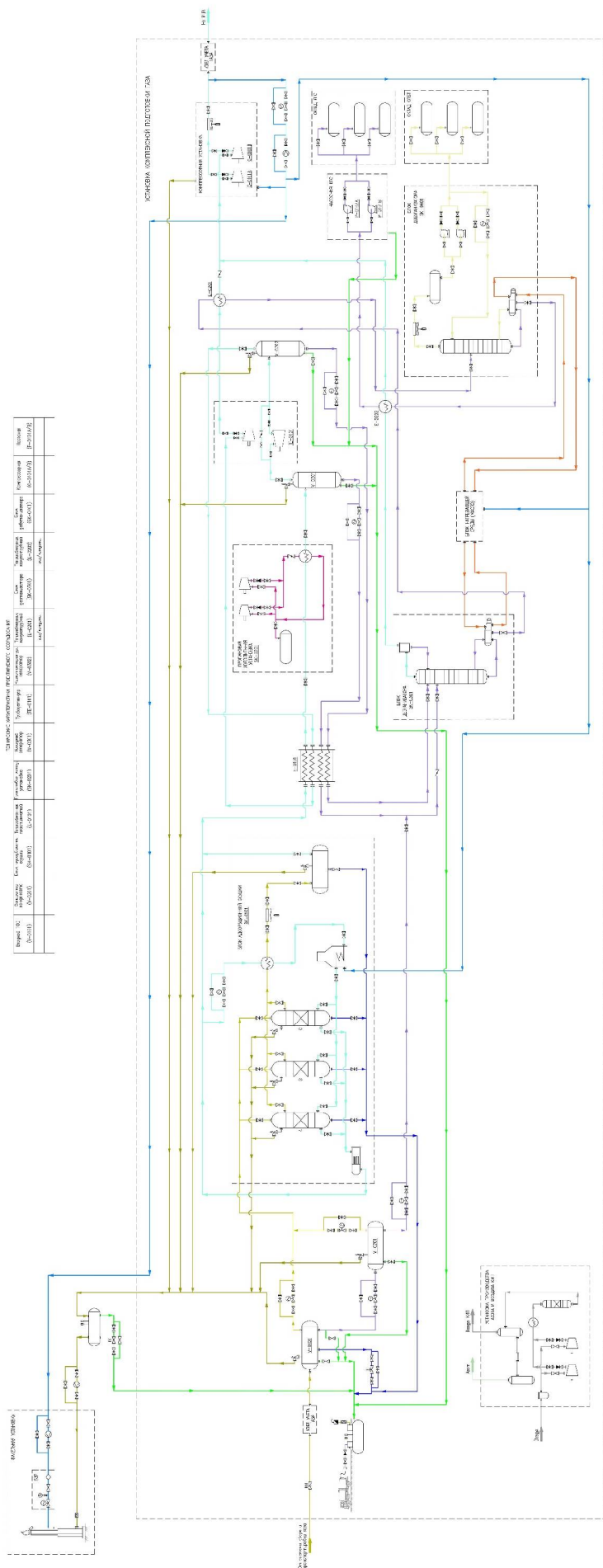
Инв. № подл.

2.3 **Вариант 2. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ). Общие сведения.**

Для варианта №2, в качестве собственного УКПГ, рассмотрен технологический процесс аналогично действующей УКПГ Прорва, с получением товарных продукций:

- Товарный газ в соответствии с СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам», температура точка росы по воде -20 °С, температура точка росы по углеводородам -10 °С;
- Стабильный конденсат в соответствии с СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный»;
- Сжиженный углеводородный газ (СУГ) в соответствии с СТ РК 1663-2007 «Газы углеводородные сжиженные топливные»

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТХ	Лист	
											54
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

[illegible][illegible]

2.3.1 Общие сведения

Данный проект разрабатывается для установки комплексной подготовки газа (УКПГ) с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка подготовки газа предназначена для снижения содержания таких примесей, как вода, и тяжелые углеводороды, с учетом требований по качеству СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам» и безопасности.

Целью проекта является создание установки, способной осуществлять полную подготовку природного газа для дальнейшей транспортировки по магистральным газопроводам и использования в качестве топлива для энергетических установок и других потребителей.

2.3.2 Характеристика исходного сырья

Сырьем для УКПГ являются два основных сырьевых потока: природный газ (ПГ) от газовых скважин месторождения Западная Прорва и попутный нефтяной газ (ПНГ) от месторождения С.Нуржанова.

Компонентный состав природного газа каждого потока представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Компонентный состав природного газа от газовых скважин месторождений Западная Прорва и С.Нуржанова

№ п/п	Компоненты и параметры	Входящие потоки УКПГ	
		Природный газ (З.Прорва)	Попутный нефтяной газ (С.Нуржанова)
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание	
1	Сероводород, H ₂ S	0	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,366	1,747
3	Азот, N ₂	0,399	1,353
4	Метан, C ₁ H ₄	85,081	85,519
5	Этан, C ₂ H ₆	4,798	5,528
6	Пропан, C ₃ H ₈	2,986	3,046
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,75	0,728
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,317	1,235
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,377	0,402
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,35	0,302
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	0,22	0,105
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	0,216	0,011
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	0,264	0,001
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	0,198	0
15	Декан, C ₁₀	0,133	0
16	Ундеканы, C ₁₁	0,082	0
17	Додеканы, C ₁₂	0,049	0
18	Тридеканы, C ₁₃	0,047	0
19	Тетрадеканы, C ₁₄	0,023	0
20	Пентадеканы, C ₁₅	0,033	0
21	Гексадеканы, C ₁₆	0,022	0
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,014	0
23	Октадеканы, C ₁₈	0,007	0
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,005	0
25	Эйкозаны, C ₂₀	0,003	0

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

26	Генейкозаны, C ₂₁	0,002	0
27	Докозаны, C ₂₂	0,001	0
28	Трикозаны, C ₂₃	0,001	0
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,001	0
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,001	0
31	Гексакозаны, C ₂₆	0	0
32	Гептакозаны, C ₂₇	0	0
33	Октакозаны, C ₂₈	0	0
34	Нонакозаны, C ₂₉	0	0
35	Триакоктаны, C ₃₀	0	0
36	Остаток, C ₃₁₊	0	0
37	Кислород, O ₂	0	0
38	Вода, H ₂ O	2,255	0
Основные параметры на входе в УКПГ			
	Наименование параметра	Показатели	
1	Температура, °С	+5	
2	Давление, МПа (изб)	7,6	
3	Расход, ст.м³/час	~ 77,38 тыс.	

2.3.3 Готовая продукция

2.3.3.1 Осушенный товарный газ

Сухой товарный газ, получаемый на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), представляет собой очищенный природный газ, доведённый до товарных стандартов в результате комплексной технологической обработки (СТ РК 1666-2007). Сухой газ – это горючая и взрывоопасная смесь, состоящая в основном из метан- этановой фракции. ПДК-300 мг/м3, ПДВК – 4,5-13,5 % об., нормальная скорость распределения пламени 0,176 м/с. В основном применяется как топливо на производстве и в быту. На выходе из УПГ сухой газ характеризуется следующими свойствами:

- Низкое содержание влаги - влажность газа после осушки сведена к минимально допустимым значениям (менее 0,001 г/м³). Это гарантирует отсутствие образования гидратов и коррозионных процессов в газопроводах при транспортировке и хранении.
- Отсутствие тяжелых углеводородов - газ освобожден от тяжелых углеводородных фракций (C5+), которые могли бы конденсироваться при низких температурах и вызывать проблемы при транспортировке или использовании. Содержание этих фракций не более 3%.
- Отсутствие механических примесей - газ проходит через фильтры, обеспечивающие полное удаление твёрдых частиц, что предотвращает засорение оборудования и трубопроводов на этапе транспортировки.
- Высокая теплотворная способность - после удаления примесей теплотворная способность газа составляет стандартные значения (38–42 МДж/м³), что делает его пригодным для бытового и промышленного использования.
- Соответствие стандартам - получаемый сухой газ соответствует требованиям государственных стандартов по физико-химическим показателям (СТ РК 1666-2007),

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							57
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

что позволяет его дальнейшее использование в бытовом, промышленном и энергетическом секторах, а также транспортировку по магистральным газопроводам.

- Отсутствие кислотных газов - концентрация углекислого газа (CO₂) снижены до нормативных значений, что делает газ безопасным для использования и транспортировки. Содержание H₂S отсутствует при добыче газа из скважин.

Компонентный состав осушенного газа на выходе УПГ представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Компонентный состав осушенного газа на выходе УКПГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Выходящий поток осушенного газа от УКПГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,402
3	Азот, N ₂	0,439
4	Метан, C ₁ H ₄	93,676
5	Этан, C ₂ H ₆	4,894
6	Пропан, C ₃ H ₈	0,525
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,031
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,028
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,001
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,001
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	<0,001
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	<0,001
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	<0,001
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	<0,001
15	Декан, C ₁₀	<0,001
16	Ундеканы, C ₁₁	<0,001
17	Кислород, O ₂	0
18	Вода, H ₂ O	<0,001
Основные параметры на выходе от УКПГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °С	+45
2	Давление, МПа (изб)	7,65
3	Расход, ст.м ³ /час	~ 67,94 тыс.
4	Температура точки росы по воде, при рабочих условиях, °С	-31,2
4	Температура точки росы по у/в, при рабочих условиях, °С	-66,2

2.3.3.2 Сжиженный углеводородный газ (СУГ)

Сжиженный углеводородный газ – получаемый на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), представляет собой смесь легких углеводородов, главным образом пропана и бутана, которые переходят в жидкое состояние при относительно низких давлениях и температуре. СУГ на выходе из установки соответствует нормативным требованиям СТ РК 1663-2007 «Газы углеводородные сжиженные топливные», применяемые в качестве топлива для коммунально-бытового потребления, моторного топлива для автомобильного транспорта, а также в промышленных целях.

Процесс его получения включает выделение этих компонентов из природного газа или газового конденсата на разных стадиях подготовки и их дальнейшую очистку. СУГ обладает большим коэффициентом объемного расширения жидкой фазы, который для пропана

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

составляет 0,003, а для бутана — 0,002 на 1°С повышения температуры газа. Для сравнения: коэффициент объемного расширения пропана в 15 раз, а бутана — в 10 раз, больше, чем у воды.

Техническими нормативами и регламентами устанавливается, что степень заполнения резервуаров и баллонов зависит от марки газа и разности его температур во время заполнения и при последующем хранении. Для резервуаров, разность температур которых не превышает 40° С, степень заполнения принимается равной 85%, при большей разности температур степень заполнения должна снижаться. Баллоны заполняются по массе в соответствии с указаниями «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Максимальная допустимая температура нагрева баллона не должна превышать 45°С, при этом упругость паров бутана достигает 0,385 МПа, а пропана — 1,4–1,5 МПа. Баллоны должны предохраняться от нагрева солнечными лучами или другими источниками тепла.

Сжиженный углеводородный газ используется как топливо для различных целей:

- - В бытовых системах отопления и приготовления пищи;
- - В промышленности, в частности для энергетических установок и обогрева;
- - В автомобильном транспорте в качестве альтернативного топлива (автогаз).

Компонентный состав сжиженного углеводородного газа на выходе УКПГ представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Компонентный состав сжиженного углеводородного газа на выходе УКПГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Получаемый СУГ от УКПГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,003
3	Азот, N ₂	0
4	Метан, C ₁ H ₄	0,011
5	Этан, C ₂ H ₆	7,418
6	Пропан, C ₃ H ₈	52,800
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	15,063
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	24,574
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,108
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,019
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	<0,001
17	Кислород, O ₂	0
18	Вода, H ₂ O	<0,001
Основные параметры на выходе от УКПГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °С	45
2	Давление, МПа (изб)	0,68
3	Расход, кг/час	~ 7314
4	Давление насыщенных паров, кПа	1135

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

2.3.3.3 Конденсат газовый стабильный (КГС).

Одним из продуктов переработки объединенного потока газа месторождений Западная Прорва и С. Нуржанова на УКПГ является газовый конденсат, который соответствует требованиям СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный», представляющий собой смесь предельных углеводородов от C5 и выше.

В соответствии с СТ РК 2188-2012, конденсат газовый стабильный, получающийся при переработке природного газа, представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость, пожаро- и взрывоопасную, 4-го класса токсичности. Используется в качестве сырья пиролиза для нефтехимических производств и заводов органического синтеза, сырья центральных газофракционирующих установок, а также для компаундирования автомобильного бензина.

Стабильный газовый конденсат является ценным сырьем и используется в различных отраслях:

- Нефтепереработка: конденсат может быть переработан на нефтеперерабатывающих заводах для получения бензина, дизельного топлива и других нефтепродуктов;
- Топливо: в некоторых случаях КГС может использоваться напрямую как топливо для энергетических установок и в промышленности;
- Химическая промышленность: используется как сырьё для производства различных химических веществ, включая пластмассы и другие полимеры.

Характеристика по качеству приведена в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Компонентный состав стабильного газового конденсата на выходе УКПГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Получаемый КГС от УКПГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0
3	Азот, N ₂	0
4	Метан, C ₁ H ₄	0
5	Этан, C ₂ H ₆	0
6	Пропан, C ₃ H ₈	0
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,260
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	5,144
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	17,201
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	16,173
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	10,193
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	10,002
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	12,227
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	9,177
15	Декан, C ₁₀	6,155
16	Ундеканы, C ₁₁	3,819
17	Додеканы, C ₁₂	2,253
18	Тридеканы, C ₁₃	2,170
19	Тетрадеканы, C ₁₄	1,071
20	Пентадеканы, C ₁₅	1,53
21	Гексадеканы, C ₁₆	1,044
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,659
23	Октадеканы, C ₁₈	0,329
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,219

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

25	Эйкозаны, C ₂₀	0,137
26	Генейкозаны, C ₂₁	0,082
27	Докозаны, C ₂₂	0,054
28	Трикозаны, C ₂₃	0,027
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,027
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,027
37	Кислород, O ₂	0
38	Вода, H ₂ O	0
Основные параметры на выходе от УКПГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °С	101,9
2	Давление, МПа (изб)	0,65
3	Расход, кг/час	~ 8108
4	Давление насыщенных паров, кПа	66,66

2.3.3.4 Топливный газ для собственных нужд.

Топливный газ - представляет собой часть очищенного осушенного природного газа, которая используется для поддержания технологических процессов на самой установке комплексной подготовки газа (УКПГ). Этот газ обеспечивает энергоснабжение для работы компрессоров, печей, подогревателей, а также может использоваться для привода турбин или других энергетических установок.

Используемый топливный газ для нужд УКПГ - горюч, взрывопожароопасен 4 класса опасности с плотностью 0,85 кг/м3 и температурой кипения минус 69 °С (при давлении 101 кПа, составляет минус 43 °С). ПДК в рабочей зоне 300 мг / м3.

2.3.3.5 Технический азот

Азот - бесцветный газ, не имеющий запаха и вкуса, с плотностью 1,251 кг/м3. плотность в сжиженном состоянии 808 кг/ м3 при (-196) °С, потность по воздуху 0,967 кг/м3. Температура плавления, -210 °С, температура кипения, -195,8 °С. Азот является важным компонентом, используемым в различных технологических процессах на установках подготовки газа, включая поддержание инертной атмосферы, продувку оборудования и создание азотной подушки. Для его получения могут использоваться различные методы, такие как криогенная дистилляция или мембранная технология, в зависимости от объёма потребностей и требований к чистоте азота.

Виды применения азота:

- Продувка трубопроводов и оборудования: используется для очистки оборудования от взрывоопасных газов перед проведением ремонтных работ или технического обслуживания;
- Создание инертной атмосферы: будучи инертным газом, предотвращает окислительные процессы и взрывы, поддерживая безопасную атмосферу внутри резервуаров, емкостей и оборудования, особенно при работе с легковоспламеняющимися веществами;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

- Азотная подушка: в резервуарах и газгольдерах азот создаёт защитный слой над жидкими или газообразными продуктами, предотвращая их контакт с кислородом и исключая образование взрывоопасных смесей.

2.3.3.6 Пластовая вода

Пластовая вода – является одной из составляющих жидкой фазы, которая отделяется в результате процесса сепарации газа. Вода - это окись водорода, она является наиболее важным и распространенным веществом, в природе не существует чистой воды, в ней обязательно содержатся какие-либо примеси. Чистая вода не имеет вкуса и запаха, прозрачна, ее получают в процессе перегонки, после этого она называется дистиллированной.

При переходе воды из твердого состояния в жидкое ее плотность не уменьшается, а возрастает, также плотность воды увеличивается при ее нагреве от 0 до +4°C, максимальную плотность вода имеет при +4°C, и только при последующем ее нагревании плотность уменьшается. Еще одним свойством воды является то, что она обладает высокой теплоемкостью (4,1868 кДж/кг). Среди всех жидкостей вода имеет самое высокое поверхностное натяжение, исключение составляет только ртуть.

Вода, отделяемая в процессе трёхфазной сепарации, обычно содержит растворённые углеводороды, поэтому она требует дополнительной очистки перед утилизацией или повторным использованием.

2.3.4 Используемые реагенты

2.3.4.1 Молекулярное сито (цеолит)

Цеолит — это пористый материал, который активно используется в качестве осушителя природного газа благодаря своим уникальным адсорбционным свойствам. Это микропористый алюмосиликат, обладающий высокой способностью поглощать молекулы воды из газового потока, что делает его одним из наиболее эффективных материалов для осушки природного газа на установках подготовки газа.

Адсорбенты или, иначе, твердые поглотители обладают развитой поверхностью, которая складывается из поверхности стенок, мельчайших пор и капилляров, пронизывающих все частицы поглотителя. Суммарная поверхность стенок пор и капилляров очень велика, и для различных адсорбентов она колеблется в пределах от 210 до 1200 м2 на 1 г адсорбента.

Цеолиты представляют собой гидратированные алюмосиликаты щелочных элементов. Синтетические цеолиты получают путем осаждения порошкообразного цеолита и последующего его формирования с каолиновой глиной. Цеолиты можно многократно использовать после регенерации. Для восстановления адсорбционной способности цеолита его нагревают до высоких температур, что позволяет удалить адсорбированную влагу и вернуть

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-TX	Лист	
											62
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

материал в рабочее состояние. Цеолиты способны удалять влагу до уровня менее 1 ppm (частей на миллион), что делает их идеальными для использования в условиях, где требуется максимально осушенный газ. Цеолиты типа NaX применяют для глубокой осушки и тонкой очистки газов и жидкостей, а также для разделения газообразных и жидких смесей.

Поставка цеолита будет осуществляться непосредственно на небольшой склад, расположенный вблизи адсорбционных колонн, на площадке блока адсорбционной осушки, минуя склад хранения.

Характеристика цеолитов приведена в Таблице 2.5

Таблица 2.5. Характеристика цеолитов

Цеолиты типа NaX	Высший сорт	Первый сорт
Насыпная плотность, г/см ³ , не менее	0,6	0,6
Размер гранул по среднему диаметру	4,5+0,5 3,6+0,4 2,9+0,3 2,4+0,2 2,0+0,2	
Механическая прочность на раздавливание, кг/мм ² ,%, не менее	1,0	0,8
Массовая доля водостойкости, %, не менее	98	97
Динамическая емкость по парам воды для размера гранул по среднему диаметру, мг/см ³ , не менее		
4,5+0,5	104	102
3,6+0,4	106	104
2,9+0,3	108	106
2,4+0,2	110	108
2,0+0,2	112	110
Динамическая емкость по парам бензола для размера гранул по среднему диаметру, мг/см ³ , не менее		
4,5+0,5	57	55
3,6+0,4	68	67
2,9+0,3	69	68
2,4+0,2	70	69
2,0+0,2	71	70
Массовая доля потерь при прокаливании, %, не более	4	4
Динамическая емкость по углекислому газу, для размера гранул по среднему диаметру, мг/см ³ , не менее		
4,5+0,5	15	10
3,6+0,4	20	15
2,9+0,3	27	24
2,4+0,2	30	25
2,0+0,2	32	26

2.3.5 Описание технологического процесса и технологической схемы
производственного объекта

2.3.5.1 Сепарация поступающего газа

Газ, поступающий на установку одним потоком с двух месторождений: от газовых залежей м/р Западная Прорва и попутный нефтяной газ с м/р С.Нуржанова и для дальнейшей переработки и получения готовых продуктов, соответствующего стандарту качества, подвергают сепарации. Газ поступает по газопроводу, диаметром 300 мм, при давлении 7,6 МПа и температурой +6°С.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист	
										63
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата	

Первая ступень сепарации предназначена для удаления основной массы свободных жидких примесей (воды и углеводородов) из потока газа. На этой стадии устраняются крупные капли жидкости, что снижает нагрузку на последующие этапы подготовки.

Газ поступает в первую сепарационную емкость, трехфазный сепаратор (V-0101), где происходит отделение жидких фаз от газового потока. За счет разницы в плотностях, капли жидкости оседают на нижнюю часть сепаратора. В верхней части сепаратора газ проходит через каплеуловители, где происходит дополнительное улавливание мелких капель жидкости. Жидкость, сконденсировавшаяся на нижней сепаратора, собирается в специальной емкости и отводится для дальнейшей переработки или утилизации. Этот этап позволяет существенно снизить содержание капельной влаги и углеводородного конденсата в газе.

Конденсат, выделенный на первой ступени, дросселируется и поступает на вторую ступень сепарации, на газовый сепаратор (V-0201), где проходит более тщательное разделение жидкостной смеси. Задачей второй ступени является дополнительное отделение остаточной воды и газов, растворенных в конденсате, для минимизации потерь газа и улучшения его качества перед дальнейшей транспортировкой. Отделенный на этой стадии газ направляется на линию газа от первой ступени сепарации, откуда в дальнейшем, объединенный поток, поступает на блок осушки газа. Весь отделившийся конденсат от сепаратора второй ступени направляется на дальнейшую стабилизацию.

2.3.5.2 Осушка газа твердыми поглотителями

После этапа нагрева и компримирования, отсепарированный газ поступает на блок адсорбционной осушки (SK-0101). В этом блоке осушка газа осуществляется с помощью трех адсорбционных колонн, содержащих твердые поглотители — цеолиты. Цеолиты обладают высокой способностью поглощать влагу, что позволяет эффективно удалить остаточную воду из газа, обеспечивая его соответствие требованиям качества.

Газ, поступая в блок осушки, проходит через три адсорбционные колонны, где цеолиты поглощают влагу из газового потока. Цеолиты эффективно удерживают воду, что позволяет получить сухой газ с минимальным содержанием влаги.

Твердые поглотители (цеолиты) применяют как для осушки и очистки углеводородных газов, так и для обезвоживания углеводородных жидкостей: сжиженных газов, нефтяных продуктов. Адсорбенты обладают свойством поглощать влагу из углеводородного потока при относительно низких температурах и во время десорбции отдавать ее другому потоку (в газовой фазе), имеющему более высокую температуру. Адсорбции (удержание молекул на поверхности твердого тела) объясняется действием поверхностных сил и капиллярной конденсации. В процессе адсорбции выделяется теплота, называемая теплотой адсорбции.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-TX	Лист	
											64
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Для обеспечения непрерывности процесса обычно используется цикличная работа колонн: пока одна колонна осушает газ, другие могут находиться на стадии регенерации — процесс восстановления поглотительной способности цеолитов. Осушку газов и углеводородных жидкостей методом адсорбции обычно проводят в неподвижном слое твердого поглотителя, так что процесс осушки является периодическим. Из двух адсорберов один находится на стадии осушки, а в другом в это же время происходит регенерация адсорбента. Влажный газ поступает в водоотделитель, в котором осаждается капельная влага, сбрасываемая в дренажную систему.

После осушки, газ направляется через коалесцер и удаляет оставшиеся мелкие капли жидкости и аэрозоли, обеспечивая высокую чистоту газа. Коалесцер способствует дополнительному очищению газа от частиц, которые могли остаться после процесса адсорбции.

Осушенный газ, освобожденный от влаги, на выходе из блока осушки, подвергается дополнительной процедуре - регенерации цеолитов, используемых в адсорбционных колоннах. Этот процесс поддерживает эффективность работы цеолитов, восстанавливая их поглотительную способность. Для регенерации цеолитов используется осушенный газ, полученный на выходе из блока адсорбционной осушки. Этот газ отбирается в объеме 10% от общего потока осушенного газа. Отобранный газ поступает на теплообменник, где он предварительно подогревается до температуры +60°C. Использование теплообменника позволяет эффективно использовать тепло горячего газа регенерации. После предварительного подогрева, газ направляется в подогревательную печь, где его температура повышается до +300°C. Этот уровень нагрева необходим для обеспечения эффективной регенерации цеолитов, так как для удаления влаги из их структуры требуется высокая температура. Нагретый газ поступает обратно в адсорбционные колонны (осушители). Проходя через твердые накопители, он забирает накопленную в них влагу, восстанавливая их способность к адсорбции.

Этот этап позволяет поддерживать стабильную работу блока осушки, обеспечивая регулярное восстановление сорбционных характеристик цеолитов. После выхода из осушителей влажный газ направляется на воздушный охладитель (АВО), где его температура понижается. Охлажденный газ вместе с отделенной влагой поступает в емкость сепарации газа и воды, где происходит окончательное отделение конденсата воды от газовой фазы и присоединение к основной линии осушенного газа, для последующего охлаждения.

2.3.5.3 Установка низкотемпературной конденсации (НТК)

Осушенный газ от блока сушки поступает на многопоточный теплообменник (Е-0101), где его температура понижается до -10°C. Охлаждение на этом этапе помогает подготовить газ

Инв. № подл.	Подпись и дата							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
									65
Инв. № подл.		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

к дальнейшему охлаждению в холодильной установке (SK-0201). Процесс низкотемпературной конденсации заключается в выделении тяжелых углеводородов из подготавливаемого газа, на стадии его подготовки, путем охлаждения до температуры конденсации тяжелых углеводородов хладагентом при определенных технологических параметрах.

Для проведения низкотемпературной конденсации используют в качестве хладагента жидкий пропан (C3H8), который с газообразного состояния сжижается путем компримирования.

Пропановая холодильная установка работает по замкнутому дроссельному холодильному циклу, основанному на испарении пропана (хладагент). Принцип охлаждения основан на разнице температуры кипения вещества при разных давлениях. Отвод тепла от конденсируемого хладагента производится при высоком давлении на высоком температурном уровне (охлаждение компримированных паров хладагента и их конденсация в охладителе), а подвод – при его испарении под низким давлением (потребители холода).

После охлаждения в пропановой холодильной установке, газоконденсатный поток, с температурой -33°C, поступает на трехфазный низкотемпературный сепаратор (V-0301). В низкотемпературном сепараторе происходит отделение образовавшегося углеводородного конденсата, который накапливается в нижней части емкости, в то время как осушенный газ, выходящий сверху, направляется на дальнейшее глубокое охлаждение в турбодетандер (TE-0101).

Отделившийся конденсат от низкотемпературного сепаратора, с температурой -33°C, поступает на теплообменник (E-0101) в качестве холодной среды и повышается до температуры -20°C. Далее поток конденсата дросселируется до давления 3МПа и направляется на блок деэтанизатора (SK-0301).

2.3.5.4 Установка низкотемпературной ректификации (НТР)

Газовая фаза, выходящая из низкотемпературного сепаратора, направляется в турбодетандер (TE-0101), где его давление снижается (с 7,6МПа до 3,2МПа), а температура — значительно падает (с -33°C до -70°C). Это приводит к дополнительному конденсированию тяжелых углеводородов, которые начинают выделяться из газовой смеси.

После прохождения через турбодетандер, газ поступает в холодный сепаратор, где продолжается процесс разделения на газовую и жидкую фазы. Здесь происходит основное отделение конденсата (C3+ и выше) от газовой фазы, содержащей преимущественно метан и этан. Газ из холодного сепаратора направляется в компрессорную часть турбодетандера, где его давление увеличивается до 4,8МПа.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							66
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Конденсат, выделившийся в низкотемпературном (V-0301) и холодном (V-0302) сепараторах, а также от сепаратора второй ступени (V-0201), поступает на следующую стадию — деэтанизацию.

Основным элементом блока (SK-0301) является колонна, где происходит разделение углеводородов за счет разности температур кипения компонентов. Колонна состоит из тарелок или насадок, которые создают условия для тепло-массообмена между жидкой и паровой фазами. В нижней части колонны, конденсат нагревается, в результате чего легкие фракции испаряются и выходят через верх колонны.

Легкие углеводороды (метан и этан), испаряясь с верхней части колонны, поступают на конденсер, где происходит их охлаждение (до -43 °C) и направляются на рефлюксную емкость. Конденсат возвращается в колонну для дозагрузки улучшения разделения. Газовая фаза выводится для дальнейшего объединения с потоком осушенного газа после компрессорной части турбодетандера (TE-0101) и совместном потоком направляется на дожимную компрессорную установку (C-0101A/B).

Конденсат (пропан и выше), остается в нижней части колонны, откуда поступает на ребойлер. Ребойлер служит для подогрева конденсата, с целью испарения легких фракций. В качестве теплоносителя, в ребойлере используется горячий теплоноситель (термомасло). Неиспарившийся конденсат, накапливающийся в ребойлере после подогрева (до +112 °C), выходит с нижней части и направляется на газофракционирующую установку (SK-0401), для последующего разделения и получения СУГ.

2.3.5.5 Установка газофракционирования (ГФУ)

Процесс газофракционирования заключается в получении сжиженной пропан-бутановой смеси (СУГ) из широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) на установке фракционирования (ГФУ), путем нагрева ШФЛУ и отгона необходимых фракций. Для получения СУГ с качеством согласно СТ РК 1663-2007 «Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия» производят предварительный отгон этановой фракции, унесенной в ШФЛУ при процессах низкотемпературной конденсации и ректификации.

Также товарной продукцией ГФУ является стабильный газовый конденсат (КГС), соответствующий требованиям СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный».

Конденсат С3+, выделенный в процессе деэтанизации, поступает на газофракционирующую установку, где подвергается дальнейшей ректификации. На этой стадии происходит разделение углеводородов, с целью получения СУГ и КГС.

В колонне дебутанизатора происходит разделение на пропан-бутановые и более тяжелые фракции. Здесь пропан и бутан отделяются от более тяжелых углеводородов

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							67
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

(бензиновых и дизельных фракций), которые могут использоваться в качестве сырья для нефтехимической промышленности или в качестве компонентов топлива.

Сжиженный углеводородный газ, исходящий с верхней части колонны, транспортируется насосами на склад хранения СУГ. Склад СУГ состоит из шести горизонтальных емкостей, вместимостью 200м³ каждый. СУГ от склада в дальнейшем будет направляться на наливную эстакаду, с дальнейшей отвозкой автоцестернами.

Стабильный конденсат остается в нижней части колонны, откуда поступает на ребойлер. Ребойлер служит для подогрева конденсата, с целью испарения легких фракций. В качестве теплоносителя, в ребойлере используется горячий теплоноситель (термомасло). Неиспарившийся конденсат, накапливающийся в ребойлере после подогрева, выходит с нижней части и направляется на емкости конденсата, которые состоят из трех горизонтальных емкостей, вместимостью 200м³, каждый, с целью дальнейшей транспортировки насосами на ЦППН и возможностью налива на автоцестерны.

2.3.5.6 Компримирование и учет газа на выходе УКПГ

После завершения процессов подготовки и осушки, объединенный газ от турбодетандера (TE-0101) и дезтанизатора (SK-0301), поступает на компримирование в компрессорную установку (С-0101А/В), для повышения давления, что необходимо для его дальнейшей транспортировки по магистральному газопроводу.

Установка компримирования газа состоит из компрессоров, каждый из которых включает в себя скрубберы на всасывании перед каждой ступенью и аппараты воздушного охлаждения (АВО) после каждой ступени.

После компрессорной установки газ поступает на узел учета газа, который играет важную роль в контроле и измерении количества газа, передаваемого на дальнейшую транспортировку и потребление.

Узел учета состоит из нескольких компонентов:

- Счетчики газа: измеряют объем газа, проходящий через систему.
- Трансмистеры давления и температуры: фиксируют параметры газа (давление, температура), которые необходимы для корректировки расчетов объема с учетом изменяющихся условий.
- Узлы контроля состава газа: хроматографические анализаторы могут быть включены в систему для анализа содержания компонентов в газе, что также влияет на расчет его стоимости и качества.

После узла учета товарный газ направляется на камеру запуска очистного устройства (КЗОУ), далее по проектируемому газопроводу подготовленный товарный газ поступает на существующий магистральный газопровод САЦ-1.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							68
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- организация процесса теплообмена экономически обоснована в части расходных показателей (металлоемкости, затрат электроэнергии, материалов, расхода теплоносителя и т.п.). Кроме того, предусмотрена взаимозаменяемость оборудования блока теплоносителя на случай выхода из строя одного из узлов системы нагрева и циркуляции.

В качестве теплоносителя предусматривается использование высокотемпературного низкотемпературного, малолетучего теплоносителя ТЛВ-330 М (поли-алкилбензол).

Нагрев теплоносителя, осуществляется в горизонтальных многотрубных термомасляных котлах с высоким КПД – более 92%.

Пройдя печь нагрева, масло через раздаточный коллектор подается циркуляционными насосами в тепловой контур потребителя, где отдает необходимое количество тепла, и выводится для очистки от мехпримесей и повторного нагрева, после чего возвращается в цикл процесса. Предусмотрен один производительный тепловой масляной контур, обслуживающий всех потребителей УКПГ.

2.3.6.3 Дренажная система

Дренажная система на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначена для сбора, транспортировки и безопасного удаления конденсата, технологических жидкостей и воды, образующихся в ходе работы оборудования. Эта система играет важную роль в предотвращении аварийных ситуаций, поддержании безопасности и долговечности технологического оборудования, а также в минимизации воздействия на окружающую среду.

В данной технологической схеме производства УКПГ предусматриваются следующие типы дренажной системы:

- Производственный дренаж: сбор жидкости, образующейся в процессе работы оборудования, такие как конденсат, промывочные жидкости и технологические утечки, в процессе сепарации и осушки газа, поступают в дренажную систему, либо транспортируются к колонне стабилизации или другим установкам для переработки. Отвод технологической воды, получаемая после осушки цеолитов или сепарации газов, также поступает в дренажную систему, где она очищается перед утилизацией.
- Аварийный дренаж: линии для сброса жидкости в случае непредвиденных ситуаций, например при срабатывании предохранительных клапанов, аварийных отключениях или разрыве трубопроводов. Эта система обеспечивает быстрое удаление избыточных жидкостей для предотвращения разливов и аварий.

Все дренажные стоки от технологических оборудования поступают в дренажную емкость, из которой в дальнейшем откачиваются и увозятся автоцистернами.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист	
									70	
Инв. № подл.			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	

Высококипящее масло из всех тепловых контуров систем технологического обогрева дренируется в резервуар сбора горячего масла. Для снижения потерь предусмотрена возможность возврата масла в систему через расширительный сосуд горячего масла.

Для промышленных вод, загрязненных углеводородами, может использоваться система очистки, включающая отстойники, коалесцеры и фильтры. Очищенная вода может быть повторно использована или сброшена в окружающую среду в соответствии с экологическими стандартами.

Углеводородный конденсат может быть подвергнут стабилизации или направлен на переработку или утилизацию.

2.3.6.4 Факельная система

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях:

- Срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и другие;
- Предусмотренных технологическим регламентом;
- Периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

В качестве топлива для пилотных горелок факела используется топливный газ, который подается из блока подготовки топливного газа.

Все сбросы с предохранительных клапанов оборудования направляются в факельный коллектор, и далее на факельную стойку. Режим работы ФХ определяют параметры факельного коллектора, факельного сепаратора и факельной установки в целом, обеспечивающие их поддержание устройства контроля и регулирования:

- Системы подачи топливного газа на продувку факельного коллектора;
- Уровень, давление и температура в факельном сепараторе;
- Автоматические системы розжига, регулирования и контроля работы факела.

В качестве продувочного газа используется топливный газ. Линии подачи газа оборудованы механическими регуляторами давления «после себя», обеспечивающие редуцирование газа до заданного давления и необходимый проток газа, расходомерами для учёта подачи газа на продувку и ручными проходными вентилями, обеспечивающими возможность локальной настройки подачи газа (при необходимости).

Факел оборудован необходимыми системами (входят в комплект поставки факела), обеспечивающими ему безопасную работу:

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТХ	Лист
							71
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Дистанционной системой розжига;
- Системой контроля пламени дежурных горелок;
- Системой регулирования подачи воздуха на основное сжигание.

Уровень и давление в факельном сепараторе контролируются непрерывно, для чего сепаратор оборудован датчиками уровня жидкости и манометрами по месту и с передачей показаний в операторную; предусмотрена подача аварийного сигнала уровня (высокий-низкий) от отдельного уровнемера. Линия сброса газа на факел оборудована расходомером со счётной приставкой. Насос откачки включается оператором дистанционно по показаниям уровня.

2.3.6.5 Установка получения азота и воздуха КИПиА

В целях поддержания работы и обеспечения нормальной эксплуатации контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также предотвращения коррозии и создания безопасной среды для технологических оборудования, используется установка производства азота и воздуха КИПиА.

Воздух, получаемый из атмосферы, сжимается в компрессоре и поступает через фильтр, в воздушный охладитель, который способствует охлаждению потока сжатого воздуха. Сжатый воздух, поступая в фильтр, обеспечивает удаление воды и остаточных частиц со степенью очистки $0,003 \text{ мг/м}^3$. Посредством охлаждения сжатого потока, понижается граница насыщения водяного пара, откуда возникает конденсат, который выводится через конденсатоотводчик в ресивере сжатого воздуха. От ресивера сжатого воздуха, воздушный поток поступает на ресивер воздуха КИПиА, оснащенный манометром и датчиком давления, с выдачей сигнала на остановку установки по высокому давлению и ее включения по низкому. Потока воздуха от ресивера воздуха КИПиА, посредством регулирующих клапанов, проходя через мембрану, поступает на ресивер азота. Азот направляется либо для хранения, либо сразу в распределительную систему для использования в технологических процессах УКПГ (например, для инертирования, продувки, герметизации и т.д.).

Поток, богатый азотом (от 95% и выше), выходит с обратной стороны мембранного модуля. Газы, которые не прошли через мембрану, выводятся в атмосферу. Эти газы обычно содержат кислород, водяной пар, углекислый газ и другие примеси.

Сжатый воздух подается на необходимые запорно-регулирующие арматуры через коллектор, диаметром 50 мм, который оснащен датчиком давления, подключенным к системе непрерывного контроля. Предусмотрена сигнализация низкого давления 4 кг/см^2 , подключенная к общей системе контроля и клапаном поддержания давления.

Для обеспечения воздухом КИПиА и азотом всех технологических и вспомогательных установок УКПГ, блочная установка включает в себя:

Инв. № подл.	Подпись и дата						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
								72
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата

Поток, богатый азотом (от 95% и выше), выходит с обратной стороны мембранного модуля. Газы, которые не прошли через мембрану, выводятся в атмосферу. Эти газы обычно содержат кислород, водяной пар, углекислый газ и другие примеси.

Сжатый воздух подается на необходимые запорно-регулирующие арматуры через коллектор, диаметром 50 мм, который оснащен датчиком давления, подключенным к системе непрерывного контроля. Предусмотрена сигнализация низкого давления 4 кг/см², подключенная к общей системе контроля и клапаном поддержания давления.

Для обеспечения воздухом КИПиА и азотом всех технологических и вспомогательных установок УКПГ, блочная установка включает в себя:

Вдоль складских рампы и на погрузочно-разгрузочную площадку с торца здания предусмотрен подъезд с твёрдым покрытием для стандартного автотранспорта, шириной 6м.

Каждый склад оборудован маркировкой для легкой идентификации химических веществ, инструкциями по обращению с ними и предупреждающими знаками.

2.3.7 Экспликация технологического оборудования УКПГ

№ п/п	Наименование оборудования	Составляющие	Количество
Основное оборудование			
1	Трехфазный сепаратор (газ-конденсат-вода) (V-0101)		1
2	Газовый сепаратор (V-0201)		1
3	Блок адсорбционной осушки (SK-0101)	Осушитель Фильтр-коалесцер Теплообменник (Tmax=+250) Печь нагрева (Газ, Tmax=+300) АВО Сепаратор регенер.	3 2 2 1 2 1
4	Теплообменник пластинчатый (Е-0101)	Газ-газ-конденс.-конденс. (Tmin= -75 до +10)	1
5	Пропановая холодильная установка (SK-0201)	Компрессор Емкость пропана Воздушный охладитель (Tmax= -35)	2 1 1
6	Низкотемпературный сепаратор (V-0301)		1
7	Блок турбодетандера (ТЕ-0101)	Экспандер Компрессор	1 1
8	Холодный сепаратор (V-0302)		
9	Теплообменник кожухотр. (Е-0201)	Газ-конденс. (Tmax=+120)	1
10	Блок дезанизатора (SK-0301)	Ребойлер (Tmax=+120) Колонна АВО Конденсер Рефлюксная емкость	1 1 1 1 1
11	Теплообменник кожухотр. (Е-0202)	Газ-конденс. (Tmax=+120)	1
12	Компрессорная (С-0101А/В)	Компрессоры АВО	2 2
13	Блок дебутанизатора (SK-0401)	Ребойлер (Tmax=+160) Колонна АВО Конденсер Рефлюксная емкость Насосы	1 1 1 1 1 2
14	Склад СУГ	Емкости 200м3	6
15	Насосная КГС (Р-0101А/В)	Насосы	2
16	Склад КГС	Емкости 200м3	3
Вспомогательное оборудование			
1	Блок среды нагрева (масло)	Промежуточная емкость Расширительная емкость Насос откачки Котел (Tmax=+200)	3 3 6 3
2	Дренажные емкости		3
3	Установка производства азота и воздуха КИП	Фильтр Компрессоры Ресивер воздуха Мембрана Ресивер азота	2 2 1 4 1

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

4	Факельная установка	Факельный сепаратор Блок защиты и розжига Факел	1 1 1
5	Узел учета газа на собственные нужды		1
6	Узел учета газа на входе установки		1
7	Узел учета газа на выходе установки		1
8	Склад химических реагентов		1
9	Склад ГСМ		1
10	Резервная ДЭС		1

2.4 Вариант 3. Установка осушки газа (УОГ). Общие сведения.

Для варианта №3, в качестве собственного УОГ, рассмотрен технологический процесс осушки газа методом абсорбции ТЭГ, с получением продукции:

- Осушенный от влаги газ, с температурой точки росы по воде -14 °С;
- Стабильный конденсат в соответствии с СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный»;
- Не предусмотрено получение СУГ

Инв. № подл.	Инв. № подл.
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

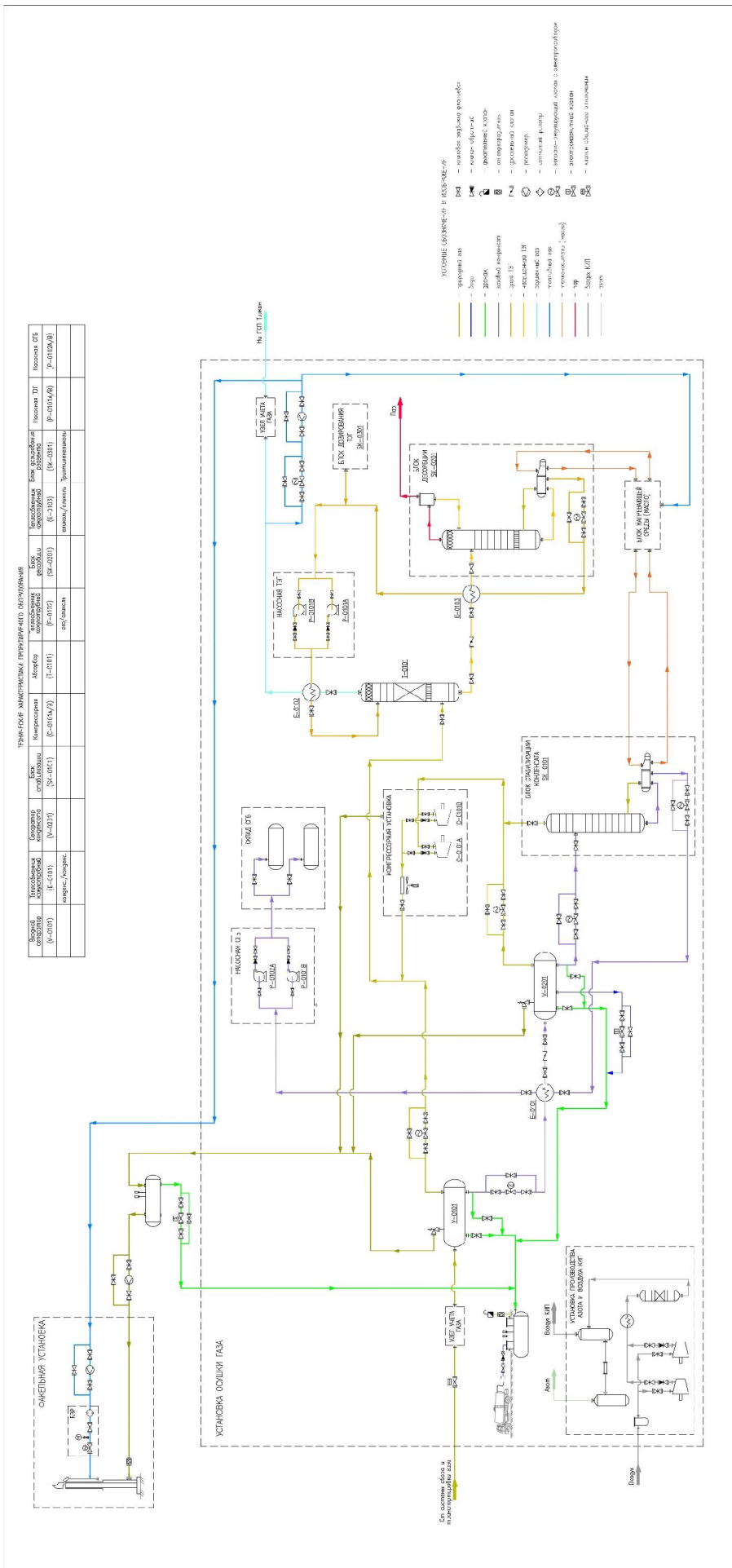
0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТХ	

Лист
75

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Лист
76



2.4.1 Общие сведения

Данный проект разрабатывается для установки осушки газа с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка осушки газа предназначена для снижения содержания воды, с целью дальнейшей транспортировки и переработки на существующий Боранкольский газоперерабатывающий завод (БГПЗ).

2.4.2 Характеристика исходного сырья

Сырьем для УПГ являются два основных сырьевых потока: природный газ (ПГ) от газовых скважин месторождения Западная Прорва и попутный нефтяной газ (ПНГ) от месторождения С.Нуржанова.

Компонентный состав природного газа каждого потока представлены в Таблица 15

Компонентный состав природного газа от газовых скважин месторождений Западная Прорва и С.Нуржанова

№ п/п	Компоненты и параметры	Входящие потоки УОГ	
		Природный газ (З.Прорва)	Попутный нефтяной газ (С.Нуржанова)
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание	
1	Сероводород, H ₂ S	0	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,366	1,747
3	Азот, N ₂	0,399	1,353
4	Метан, C ₁ H ₄	85,081	85,519
5	Этан, C ₂ H ₆	4,798	5,528
6	Пропан, C ₃ H ₈	2,986	3,046
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,75	0,728
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,317	1,235
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,377	0,402
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,35	0,302
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	0,22	0,105
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	0,216	0,011
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	0,264	0,001
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	0,198	0
15	Декан, C ₁₀	0,133	0
16	Ундеканы, C ₁₁	0,082	0
17	Додеканы, C ₁₂	0,049	0
18	Тридеканы, C ₁₃	0,047	0
19	Тетрадеканы, C ₁₄	0,023	0
20	Пентадеканы, C ₁₅	0,033	0
21	Гексадеканы, C ₁₆	0,022	0
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,014	0
23	Октадеканы, C ₁₈	0,007	0
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,005	0
25	Эйкозаны, C ₂₀	0,003	0
26	Генейкозаны, C ₂₁	0,002	0
27	Докозаны, C ₂₂	0,001	0
28	Трикозаны, C ₂₃	0,001	0
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,001	0
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,001	0
31	Гексакозаны, C ₂₆	0	0
32	Гептакозаны, C ₂₇	0	0
33	Октакозаны, C ₂₈	0	0
34	Нонакозаны, C ₂₉	0	0

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

35	Триаконтаны, C ₃₀	0	0
36	Остаток, C ₃₁₊	0	0
37	Кислород, O ₂	0	0
38	Вода, H ₂ O	2,255	0
Основные параметры на входе в УПГ			
	Наименование параметра	Показатели	
1	Температура, °C	+5	
2	Давление, МПа (изб)	7,6	
3	Расход, ст.м³/час	~ 77,38 тыс.	

2.4.3 Готовая продукция

2.4.3.1 Осушенный от влаги газ

Сухой газ, получаемый на установке подготовки газа (УОГ), представляет собой осушенный природный газ. Сухой газ – это горючая и взрывоопасная смесь, состоящая в основном из C1-C5 фракций:

- Низкое содержание влаги - влажность газа после осушки сведена к минимально допустимым значениям (менее 0,001 г/м³). Это гарантирует отсутствие образования гидратов и коррозионных процессов в газопроводах при транспортировке и хранении.
- Отсутствие тяжелых углеводородов - газ освобожден от тяжелых углеводородных фракций (C5+), которые могли бы конденсироваться при низких температурах и вызывать проблемы при транспортировке или использовании. Содержание этих фракций не более 3%.
- Отсутствие механических примесей - газ проходит через фильтры, обеспечивающие полное удаление твердых частиц, что предотвращает засорение оборудования и трубопроводов на этапе транспортировки.
- Высокая теплотворная способность - после удаления примесей теплотворная способность газа составляет стандартные значения (38–42 МДж/м³), что делает его пригодным для бытового и промышленного использования.
- Отсутствие кислотных газов - концентрация углекислого газа (CO₂) снижены до нормативных значений, что делает газ безопасным для использования и транспортировки. Содержание H₂S отсутствует при добыче газа из скважин.

Компонентный состав осушенного газа на выходе УПГ представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Компонентный состав осушенного газа на выходе УОГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Выходящий поток осушенного газа от УОГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,381
3	Азот, N ₂	0,416
4	Метан, C ₁ H ₄	88,626
5	Этан, C ₂ H ₆	4,999
6	Пропан, C ₃ H ₈	3,109
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,759
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,194

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,203
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	9,765
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	9,387
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	10,133
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	9,362
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	10,812
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	14,246
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	11,028
15	Декан, C ₁₀	7,499
16	Ундеканы, C ₁₁	4,685
17	Додеканы, C ₁₂	2,769
18	Тридеканы, C ₁₃	2,672
19	Тетрадеканы, C ₁₄	1,317
20	Пентадеканы, C ₁₅	1,898
21	Гексадеканы, C ₁₆	1,284
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,815
23	Октадеканы, C ₁₈	0,407
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,273
25	Эйкозаны, C ₂₀	0,167
26	Генейкозаны, C ₂₁	0,100
27	Докозаны, C ₂₂	0,067
28	Трикозаны, C ₂₃	0,033
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,033
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,033
37	Кислород, O ₂	0
38	Вода, H ₂ O	0
Основные параметры на выходе от УОГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °С	+96,1
2	Давление, МПа (изб)	0,56
3	Расход, кг/час	~ 6219

2.4.3.3 Топливный газ для собственных нужд.

Топливный газ - представляет собой часть очищенного осушенного природного газа, которая используется для поддержания технологических процессов на самой установке осушки газа (УОГ). Этот газ обеспечивает энергоснабжение для работы компрессоров, печей, подогревателей, а также может использоваться для привода турбин или других энергетических установок.

Используемый топливный газ для нужд УОГ - горюч, взрывопожароопасен 4 класса опасности с плотностью 0,85 кг/ м³ и температурой кипения минус 69 °С (при давлении 101 кПа, составляет минус 43 °С). ПДК в рабочей зоне 300 мг / м³.

2.4.3.4 Технический азот

Азот - бесцветный газ, не имеющий запаха и вкуса, с плотностью 1,251 кг/ м³. плотность в сжиженном состоянии 808 кг/ м³ при (-196) °С, потность по воздуху 0,967 кг/ м³. Температура плавления, -210 °С, температура кипения, -195,8 °С. Азот является важным компонентом, используемым в различных технологических процессах на установках подготовки газа, включая поддержание инертной атмосферы, продувку оборудования и создание азотной подушки. Для его получения могут использоваться различные методы, такие

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							80
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

как криогенная дистилляция или мембранная технология, в зависимости от объёма потребностей и требований к чистоте азота.

Виды применения азота:

- Продувка трубопроводов и оборудования: используется для очистки оборудования от взрывоопасных газов перед проведением ремонтных работ или технического обслуживания;
- Создание инертной атмосферы: будучи инертным газом, предотвращает окислительные процессы и взрывы, поддерживая безопасную атмосферу внутри резервуаров, емкостей и оборудования, особенно при работе с легковоспламеняющимися веществами;
- Азотная подушка: в резервуарах и газгольдерах азот создаёт защитный слой над жидкими или газообразными продуктами, предотвращая их контакт с кислородом и исключая образование взрывоопасных смесей.

2.4.3.5 Пластовая вода

Пластовая вода – является одной из составляющих жидкой фазы, которая отделяется в результате процесса сепарации газа. Вода - это окись водорода, она является наиболее важным и распространенным веществом, в природе не существует чистой воды, в ней обязательно содержатся какие-либо примеси. Чистая вода не имеет вкуса и запаха, прозрачна, ее получают в процессе перегонки, после этого она называется дистиллированной.

При переходе воды из твердого состояния в жидкое ее плотность не уменьшается, а возрастает, также плотность воды увеличивается при ее нагреве от 0 до +4°C, максимальную плотность вода имеет при +4°C, и только при последующем ее нагревании плотность уменьшается. Еще одним свойством воды является то, что она обладает высокой теплоемкостью (4,1868 кДж/кг). Среди всех жидкостей вода имеет самое высокое поверхностное натяжение, исключение составляет только ртуть.

Вода, отделяемая в процессе трёхфазной сепарации, обычно содержит растворённые углеводороды, поэтому она требует дополнительной очистки перед утилизацией или повторным использованием.

2.4.4 Используемые реагенты

2.4.4.1 Триэтиленгликоль (ТЭГ)

Триэтиленгликоль - является побочным продуктом при производстве этиленгликоля с химической формулой: C6H14O4. Обладает вязкой консистенцией и сладковатым вкусом, не имеет запаха.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-TX	Лист
							81
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Особенностью триэтиленгликоля (ТЭГ) является сильное понижение температуры замерзания воды, поэтому его используют для приготовления охлаждающих жидкостей (см. табл. 2.4).

Преимущества использования ТЭГ:

- Высокая эффективность осушки: ТЭГ способен снизить содержание водяного пара в газе до уровня менее 0,01 г/м³, что позволяет предотвратить образование гидратов даже при крайне низких температурах и высоких давлениях;
- Многократное использование: ТЭГ подлежит регенерации и может многократно использоваться в системе дегидратации, что делает его экономически эффективным реагентом;
- Термическая стабильность: ТЭГ сохраняет свои осушающие свойства при высоких температурах и устойчив к термическому разложению, что важно для работы в условиях высокого давления и при изменении температуры.

Но даже при замерзании, водноэтиленгликолевые растворы не становятся твердыми, а лишь превращаются в рыхлую массу и не расширяются столь значительно как обычный лед, вследствие чего не могут повредить трубы и радиаторы. Триэтиленгликоль обладает очень высокой гигроскопичностью и сильно поглощает воду из воздуха и других газов. Пары обладают не столь высокой токсичностью и представляют опасность лишь при длительном вдыхании. Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны - 5 мг/м³. Относится к третьему классу опасности ГОСТ 12.1.007. ТЭГ горюч, его пары в соединениях с воздухом взрывоопасны (однако раствор триэтиленгликоля, содержащий 15% воды, уже не вспыхивает, а при содержании воды 40% не загорается от источника открытого огня).

Триэтиленгликоль (ТЭГ) применяют во многих отраслях промышленности: химической, автомобильной, авиационной, электротехнической, текстильной, нефтегазовых и других. Одной из основных областей применения триэтиленгликоля является производство незамерзающих жидкостей, хладо- и теплоносителей. Также используется в качестве растворителя, в качестве исходных реагентов в химическом производстве для получения многих синтетических смол и полимеров, в производстве полиуретанов, взрывчатых и душистых веществ. Характеристика по качеству приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.4. Температура замерзания водного раствора ТЭГ

Массовая доля триэтиленгликоля (%) в водном растворе	Температура замерзания, ° С
10	-7
15	-8
20	-12
25	-15
30	-17
40	-25
50	-38
60	-43

Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист
		0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ						
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Таблица 2.5. – Физико-химические показатели ТЭГ технического (СТ РК 3944-2023)

№ п/п	Наименование сырья реагента	Характеристика качества		Примечание
		Наименование показателя	Норма для ТЭГ	
1	2	4	5	6
	Физико-химические свойства			
	Триэтилен-гликоль (ТЭГ)	Внешний вид	Прозрачная жидкость без механических примесей	Для осушки очищенного газа
		Плотность при 20°С, г/см3	1,120 - 1,124	
		Массовая доля триэтиленгликоля, %, не менее	90,0	
		Сумма массовых долей моноэтиленгликоля, диэтиленгликоля и тетраэтиленгликоля, %, не более, в т.ч. моноэтиленгликоля	10 0,8	
		Массовая доля воды, %, не более	1,5	
		Цвет, единицы Хазена, не более	30	
		Массовая доля кислот в пересчете на уксусную кислоту, %, не более	0,01	
		Показатель преломления при 20°С	1,445 - 1,455	
		Температурные пределы перегонки при давлении 101,3 кПа (760 мм рт. ст.): начало перегонки, °С, не ниже	260	
		конец перегонки, °С, не выше	288	

2.4.5 Описание технологического процесса и технологической схемы
производственного объекта

2.4.5.1 Сепарация поступающего газа

Газ, поступающий на установку одним потоком с двух месторождений: от газовых залежей м/р Западная Прорва и попутный нефтяной газ с м/р С.Нуржанова, для ос и дальнейшей переработки, подвергают сепарации. Газ поступает по газопроводу, диаметром 300 мм, при давлении 7,6 МПа и температурой +6°С.

Первая ступень сепарации предназначена для удаления основной массы свободных жидких примесей (воды и углеводородов) из потока газа. На этой стадии устраняются крупные капли жидкости, что снижает нагрузку на последующие этапы подготовки.

Газ поступает в первую сепарационную емкость, сепаратор (V-0101), где происходит отделение жидких фаз от газового потока. За счет разницы в плотностях, капли жидкости оседают на нижнюю часть сепаратора. В верхней части сепаратора газ проходит через каплеуловители, где происходит дополнительное улавливание мелких капель жидкости. Жидкость, сконденсировавшаяся на нижней части сепаратора, собирается в специальной емкости и отводится для дальнейшей переработки или утилизации. Этот этап позволяет существенно снизить содержание капельной влаги и углеводородного конденсата в газе.

Конденсат, выделенный на первой ступени, дросселируется и поступает на теплообменник (Е-0101) в качестве холодного потока, где нагревается до температуры +10°С. От теплообменника конденсат поступает на вторую ступень сепарации, на трехфазный сепаратор (V-0201), где проходит более тщательное разделение жидкостной смеси. Задачей

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							83
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

второй ступени является дополнительное отделение остаточной воды и газов, растворенных в конденсате, для минимизации потерь газа и улучшения его качества перед дальнейшей транспортировкой. Отделенный на этой стадии газ направляется на компримирование, чтобы достичь нужных параметров давления и смешаться с газом первой ступени. Весь отделившийся конденсат от сепаратора второй ступени направляется на дальнейшую стабилизацию. Отделившаяся вода направляется на дренажную емкость, с дальнейшей откачкой автоцестерной.

Прошедший вторую ступень сепарации газ, поступает на компрессорную установку (С-0101А/В), где подвергается компримированию для повышения давления. Это необходимо для обеспечения оптимальных условий для последующей осушки газа и транспортировки. После компримирования, газ объединяется с потоком газа, поступившим с первой ступени сепарации. Таким образом, газ с обеих ступеней сепарации смешивается в едином потоке перед следующим этапом подготовки.

Для компримирования природного газа до первоначального давления (7,6 МПа) и в целях дальнейшей осушки, были выбраны поршневые компрессоры, с производительностью 4000 нм³/час. Компрессорная установка оснащена выносными маслосистемами и системами охлаждения двигателей.

2.4.5.2 Осушка газа методом абсорбции

Процесс осушки природного газа методом абсорбции с применением триэтиленгликоля (ТЭГ) — это технология удаления влаги из газа для предотвращения гидратообразования и улучшения его качества.

После этапа компримирования, поток отсепарированного газа поступает на нижнюю часть колонны абсорбционной осушки (Т-0101). Одновременно с газом, на верхнюю часть колонны поступает циркуляционный поток ТЭГ, в качестве реагента осушки.

В абсорбционной колонне (она же колонна контактирования) происходит процесс осушки. Газ поднимается снизу вверх, а ТЭГ, напротив, стекает сверху вниз. В ходе этого встречного потока триэтиленгликоль абсорбирует влагу из газа, связывая молекулы воды, и образуется насыщенный ТЭГ. Осушенный природный газ покидает верхнюю часть колонны, а насыщенный ТЭГ — нижнюю.

После осушки, газ направляется через коалесцер и удаляет оставшиеся мелкие капли жидкости и аэрозоли, обеспечивая высокую чистоту газа. Коалесцер способствует дополнительному очищению газа от частиц, которые могли остаться после процесса адсорбции.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			84

Осушенный газ, освобожденный от влаги, на выходе из абсорбционной колонны, имеет существенно пониженное содержание влаги, что делает его пригодным для транспортировки и хранения, предотвращая образование гидратов и коррозию в трубопроводах.

Насыщенный водой триэтиленгликоль (с "промытой" влагой) выходит из колонны и направляется на этап регенерации. Для восстановления способности ТЭГ к осушке его нагревают в регенерационной системе, что приводит к испарению поглощенной воды. В результате высушенный и концентрированный ТЭГ снова возвращается в абсорбционную колонну для повторного цикла.

2.4.5.3 Блок регенерации и подпитки триэтиленгликоля (ТЭГ)

Так как циркуляционный поток ТЭГ необходим для повторного использования в цикле осушки газа, прудсматривается процесс регенерации триэтиленгликоля (ТЭГ), для удаления накопленной влаги и восстановления его осушающих свойств.

Насыщенный водой триэтиленгликоль, выходящий из нижней части колонны, направляется на этап регенерации. Насыщенный ТЭГ, предварительно нагреваясь в теплообменнике (Е-0103) до температуры +52°С, поступает на регенерационную колонну. В этой колонне происходит отделение влаги от ТЭГ путем термической обработки.

В колонне регенерации насыщенный ТЭГ, спускаясь в нижнюю часть, направляется в ребойлер (подогреватель), где его температура повышается до 200°С. Высокая температура в ребойлере вызывает испарение воды, содержащейся в ТЭГ, превращая её в пар, который выводится из системы через верхнюю часть колонны. Это позволяет отделить влагу и восстановить концентрацию ТЭГ, что важно для его повторного использования.

Испарившаяся влага выводится из верхней части колонны регенерации и направляется в конденсатор для охлаждения и конденсации. Вода затем собирается в отдельной ёмкости и может быть утилизирована.

На выходе из установки регенерации, осушенный поток ТЭГ направляется на теплообменник (Е-0103) в качестве горячего контура и охлаждается до температуры 48°С, откуда далее попадает на насосную ТЭГ.

По мере использования в процессе осушки ТЭГ постепенно теряет часть своих свойств из-за различных факторов, таких как разложение под воздействием высокой температуры или небольшие потери в процессе. Чтобы поддерживать стабильный уровень концентрации, в линию осушенного потока вводится подпитка свежим ТЭГ. Линия подпитки подает свежий ТЭГ из блока дозирования, который смешивается с регенерированным ТЭГ.

Объединённый поток регенерированного ТЭГ и свежей подпитки направляется на насосную ТЭГ (Р-0101А/В). Насосная станция обеспечивает стабильное давление и подачу ТЭГ в циркуляционную систему. Насос подает осушенный ТЭГ обратно в абсорбционную

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							85
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

колонну (Т-0101), где он снова вступает в контакт с потоком природного газа для нового цикла осушки.

Процесс регенерации ТЭГ сопровождается строгим контролем температуры, давления, и скорости потока, поскольку эти параметры критичны для эффективного удаления влаги без деградации самого ТЭГ. Для поддержания работоспособности установки также периодически проверяется качество и концентрация ТЭГ, чтобы предотвратить накопление побочных продуктов, которые могут снижать эффективность процесса осушки.

2.4.5.4 Блок стабилизации конденсата

Конденсат от сепаратора (V-0201), давлением ~1МПа, поступает на блок стабилизации конденсата (SK-0101) в качестве потока на загрузку. Основным элементом блока является колонна, где происходит разделение углеводородов за счет разности температур кипения компонентов.

Колонна состоит из тарелок или насадок, которые создают условия для тепло-массообмена между жидкой и паровой фазами. В нижней части колонны, конденсат нагревается, в результате чего легкие фракции испаряются и выходят через верх колонны.

Стабильный конденсат остается в нижней части колонны, откуда поступает на ребойлер. Ребойлер служит для подогрева конденсата с целью испарения легких фракций. В качестве теплоносителя, в ребойлере используется горячий теплоноситель (термомасло). Неиспарившийся конденсат, накапливающийся в ребойлере после подогрева, выходит с нижней части и направляется на емкости конденсата, которые состоят из трех горизонтальных емкостей, вместимостью 200м³, каждый, с целью дальнейшей транспортировки насосами на ЦППН и возможностью налива на автоцестерны.

Линия легких углеводородов, испаряясь с верхней части колонны, с температурой +55 °С, объединяется с потоком газа на выходе от сепаратора второй ступени (V-0201). Объединенный поток направляется на компримирование (С-0101А/В), откуда в дальнейшем объединившись с потоком газа от сепаратора первой ступени (V-0101) поступает на абсорбционную колонну (Т-0101).

2.4.5.5 Учет газа на выходе УОГ

После завершения процесса осушки, газ от колонны (Т-0101) поступает на теплообменник (Е-0102), где поток нагревается до температуры +5°С.

После теплообменника, газ поступает на узел учета газа, который играет ключевую роль в контроле и измерении количества газа, передаваемого на дальнейшую транспортировку и потребление.

Узел учета состоит из нескольких компонентов:

- Счетчики газа: измеряют объем газа, проходящий через систему.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	2.4.5.5 Учет газа на выходе УОГ После завершения процесса осушки, газ от колонны (Т-0101) поступает на теплообменник (Е-0102), где поток нагревается до температуры +5°С. После теплообменника, газ поступает на узел учета газа, который играет ключевую роль в контроле и измерении количества газа, передаваемого на дальнейшую транспортировку и потребление. Узел учета состоит из нескольких компонентов: Счетчики газа: измеряют объем газа, проходящий через систему.						Лист	
			0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ						86	
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

При разработке схемы подачи высокотемпературного теплоносителя учитывался приоритет соблюдения параметров технологического процесса, а именно:

- температурный режим выбран с учетом ограничений по максимальной температуре теплоносителя на входе в ребойлеры до 220°C;
- предусмотрена взаимозаменяемость оборудования блока теплоносителя на случай выхода из строя одного из узлов системы нагрева и циркуляции.

В качестве теплоносителя предусматривается использование высокотемпературного низкотемпературного, малолетучего теплоносителя ТЛВ-330 М (поли-алкилбензол).

Нагрев теплоносителя, осуществляется в горизонтальных многотрубных термомасляных котлах с высоким КПД – более 92%.

Пройдя печь нагрева, масло через раздаточный коллектор подается циркуляционными насосами в тепловой контур потребителя, где отдает необходимое количество тепла, и выводится для очистки от мехпримесей и повторного нагрева, после чего возвращается в цикл процесса. Предусмотрен один производительный тепловой масляной контур, обслуживающий всех потребителей УОГ.

2.4.6.3 Дренажная система

Дренажная система на установке осушки газа (УОГ) предназначена для сбора, транспортировки и безопасного удаления конденсата, технологических жидкостей и воды, образующихся в ходе работы оборудования. Эта система играет важную роль в предотвращении аварийных ситуаций, поддержании безопасности и долговечности технологического оборудования, а также в минимизации воздействия на окружающую среду.

В данной технологической схеме УОГ предусматриваются следующие типы дренажной системы:

- Производственный дренаж: сбор жидкости, образующейся в процессе работы оборудования, такие как конденсат, промывочные жидкости и технологические утечки, в процессе сепарации и осушки газа, поступают в дренажную систему, либо транспортируются к колонне стабилизации или другим установкам. Отвод технологической воды, получаемая после осушки или сепарации газов, также поступает в дренажную систему, где она очищается перед утилизацией.
- Аварийный дренаж: линии для сброса жидкости в случае непредвиденных ситуаций, например при срабатывании предохранительных клапанов, аварийных отключениях или разрыве трубопроводов. Эта система обеспечивает быстрое удаление избыточных жидкостей для предотвращения разливов и аварий.

Все дренажные стоки от технологических оборудования поступают в дренажную емкость, из которой в дальнейшем откачиваются и увозятся автоцистернами.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.
Инв. № подл.		

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							88
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Высококипящее масло из всех тепловых контуров систем технологического обогрева дренируется в резервуар сбора горячего масла. Для снижения потерь предусмотрена возможность возврата масла в систему через расширительный сосуд горячего масла.

Для вод, загрязненных углеводородами, может использоваться система очистки, включающая отстойники, коалесцеры и фильтры. Очищенная вода может быть повторно использована или сброшена в окружающую среду в соответствии с экологическими стандартами.

Углеводородный конденсат может быть подвергнут стабилизации, либо направлен на переработку или утилизацию.

2.4.6.4 Факельная система

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в следующих случаях:

- Срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры;
- Предусмотренных технологическим регламентом;
- Периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

Все сбросы с предохранительных клапанов оборудования направляются в факельный коллектор, и далее на факельную ствол. Режим работы ФХ определяют параметры факельного коллектора, факельного сепаратора и факельной установки в целом, обеспечивающие их поддержание устройства контроля и регулирования:

- Системы подачи топливного газа на продувку факельного коллектора;
- Уровень, давление и температура в факельном сепараторе;
- Автоматические системы розжига, регулирования и контроля работы факела.

В качестве продувочного газа используется топливный газ. Линии подачи газа оборудованы механическими регуляторами давления «после себя», обеспечивающие редуцирование газа до заданного давления и необходимый проток газа, расходомерами для учёта подачи газа на продувку и ручными проходными вентилями, обеспечивающими возможность локальной настройки подачи газа (при необходимости).

Факел оборудован необходимыми системами (входят в комплект поставки факела), обеспечивающими ему безопасную работу:

- Дистанционной системой розжига;
- Системой контроля пламени дежурных горелок;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
										89
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Системой регулирования подачи воздуха на основное сжигание.

Уровень и давление в факельном сепараторе контролируются непрерывно, для чего сепаратор оборудован датчиками уровня жидкости и манометрами по месту и с передачей показаний в операторную; предусмотрена подача аварийного сигнала уровня (высокий-низкий) от отдельного уровнемера. Линия сброса газа на факел оборудована расходомером со счётной приставкой. Насос откачки включается оператором дистанционно по показаниям уровня.

2.4.6.5 Установка получения азота и воздуха КИПиА

В целях поддержания работы и обеспечения нормальной эксплуатации контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также предотвращения коррозии и создания безопасной среды для технологических оборудований, используется установка производства азота и воздуха КИПиА.

Воздух, получаемый из атмосферы, сжимается в компрессоре и поступает через фильтр, в воздушный охладитель, который способствует охлаждению потока сжатого воздуха. Сжатый воздух, поступая в фильтр, обеспечивает удаление воды и остаточных частиц со степенью очистки 0,003 мг/м³. Посредством охлаждения сжатого потока, понижается граница насыщения водяного пара, откуда возникает конденсат, который выводится через конденсатоотводчик в ресивере сжатого воздуха. От ресивера сжатого воздуха, воздушный поток поступает на ресивер воздуха КИПиА, оснащенный манометром и датчиком давления, с выдачей сигнала на остановку установки по высокому давлению и ее включения по низкому. Потока воздуха от ресивера воздуха КИПиА, посредством регулирующих клапанов, проходя через мембрану, поступает на ресивер азота. Азот направляется либо для хранения, либо сразу в распределительную систему для использования в технологических процессах УОГ (например, для инертирования, продувки, герметизации и т.д.).

Поток, богатый азотом (от 95% и выше), выходит с обратной стороны мембранного модуля. Газы, которые не прошли через мембрану, выводятся в атмосферу. Эти газы обычно содержат кислород, водяной пар, углекислый газ и другие примеси.

Сжатый воздух подается на необходимые запорно-регулирующие арматуры через коллектор, диаметром 50 мм, который оснащен датчиком давления, подключенным к системе непрерывного контроля. Предусмотрена сигнализация низкого давления 4 кг/см², подключенная к общей системе контроля и клапаном поддержания давления.

Для обеспечения воздухом КИПиА и азотом всех технологических и вспомогательных установок УОГ, блочная установка включает в себя:

- компрессоры воздуха (рабочий/резервный), производительностью 300 нм³/ч и давление 8,3 кг/см²;

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист		
										0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ		90
				Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- АВО воздуха КИПиА;
- фильтр предварительной очистки от частиц крупнее 3 микрон;
- ресивер сырого сжатого воздуха;
- ресивер воздуха КИПиА;
- мембранный модуль;
- ресивер азота;
- местную панель управления;

2.4.6.6 Склад ГСМ и химических реагентов

Склад предназначен для хранения заполнителей, реагентов, смазочных и расходных материалов, которые поступают на предприятие в упаковке поставщиков – бочки, барабаны, мешки, контейнеры – в виде грузовых пакетов, сформированных на стандартных поддонах.

В качестве хранения горюче-смазочного материала выполняется склад 3-го класса опасности отапливаемого типа, с ветрозащитными щитами по периметру, с погрузочно-разгрузочной рампой и площадкой для приема/выдачи грузов. Габариты 30x12 м. Объем хранения грузов ~ 100 т. Помещение должно быть оборудовано прочным полом с антикоррозийным покрытием, устойчивым к возможному разливу масла. Внутри склада предусматривается принудительная система вентиляции для предотвращения накопления паров и поддержания безопасной температуры. Склад оснащен противопожарной системой, включая датчики дыма и автоматические системы пожаротушения на основе пены.

Для химических реагентов выполняется склад закрытого отапливаемого типа, с естественной и принудительной вентиляцией, для хранения грузов 3-го класса опасности с фронтальной погрузочно-разгрузочной рампой под навесом. Габариты 20x12 м. Объем хранения грузов ~ 30 т. Система противопожарной защиты с установкой датчиков дыма и автоматической системой тушения (предпочтительно использование инертных газов или пенной системы для предотвращения возгорания).

Хранение грузовых материалов в складских секциях предусмотрено на поддонах, сгруппированных в секции. Выполнение складских и погрузочно-разгрузочных операций в складской секции для хранения грузов предусмотрено поводковым погрузчиком.

Кроме того, для обслуживания операций по доставке грузов на территорию технологических объектов со взрывопожароопасными зонами (реагенты, расходные и вспомогательные материалы и т.д.) предусмотрен взрывозащищенный погрузчик, который будет приписан к данным складам.

Вдоль складских рамп и на погрузочно-разгрузочную площадку с торца здания предусмотрен подъезд с твёрдым покрытием для стандартного автотранспорта, шириной 6м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
										91
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Каждый склад оборудован маркировкой для легкой идентификации химических веществ, инструкциями по обращению с ними и предупреждающими знаками.

2.4.7 Экспликация технологического оборудования УОГ

№ п/п	Наименование оборудования	Составляющие	Количество
Основное оборудование			
1	Газовый сепаратор (V-0101)		1
2	Теплообменник кожухотр. (E-0101)	Конденс.-конденс. (Tmax=120)	1
3	Трехфазный сепаратор (газ-конденсат-вода) (V-0201)		1
4	Компрессорная (C-0101A/B)	Компрессоры АВО	2 2
5	Блок стабилизации конденсата (SK-0101)	Ребойлер (Tmax=200) Колонна Конденсатор	1 1 1
6	Абсорбер (Т-0101)		1
7	Теплообменник кожухотр. (E-0102)	Газ-ТЭГ (Tmax=130)	1
8	Теплообменник кожухотр. (E-0103)	ТЭГ-ТЭГ (Tmax=200)	1
9	Блок десорбции (SK-0201)	Ребойлер (Tmax=130) Колонна Конденсатор АВО	1 1 1 1
10	Блок дозирования ТЭГ (SK-0301)		1
11	Насосная ТЭГ (P-0101A/B)	Насосы Дренажная емкость	2 1
Вспомогательные объекты			
1	Блок среды нагрева (масло)	Промежуточная емкость Расширительная емкость Насос откачки Котел (Tmax=200)	2 2 4 2
2	Дренажные емкости		3
3	Установка производства азота и воздуха КИП	Фильтр Компрессоры Ресивер воздуха Мембрана Ресивер азота	2 2 1 4 1
4	Факельная установка	Факельный сепаратор Блок защиты и розжига Факел	1 1 1
5	Узел учета газа на собственные нужды		1
6	Узел учета газа на входе установки		1
7	Узел учета газа на выходе установки		1
8	Склад химических реагентов		1
9	Склад ГСМ		1
10	Резервная ДЭС		1

2.5 Вариант 4. Установка осушки газа (УОГ) Перовый пусковой.

В качестве собственного УОГ, рассмотрен технологический процесс осушки газа методом абсорбции ТЭГ, с получением продукции - осушенный от влаги газ, с температурой точки росы по воде -14 °С;

Для установки осушки газа с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка осушки газа

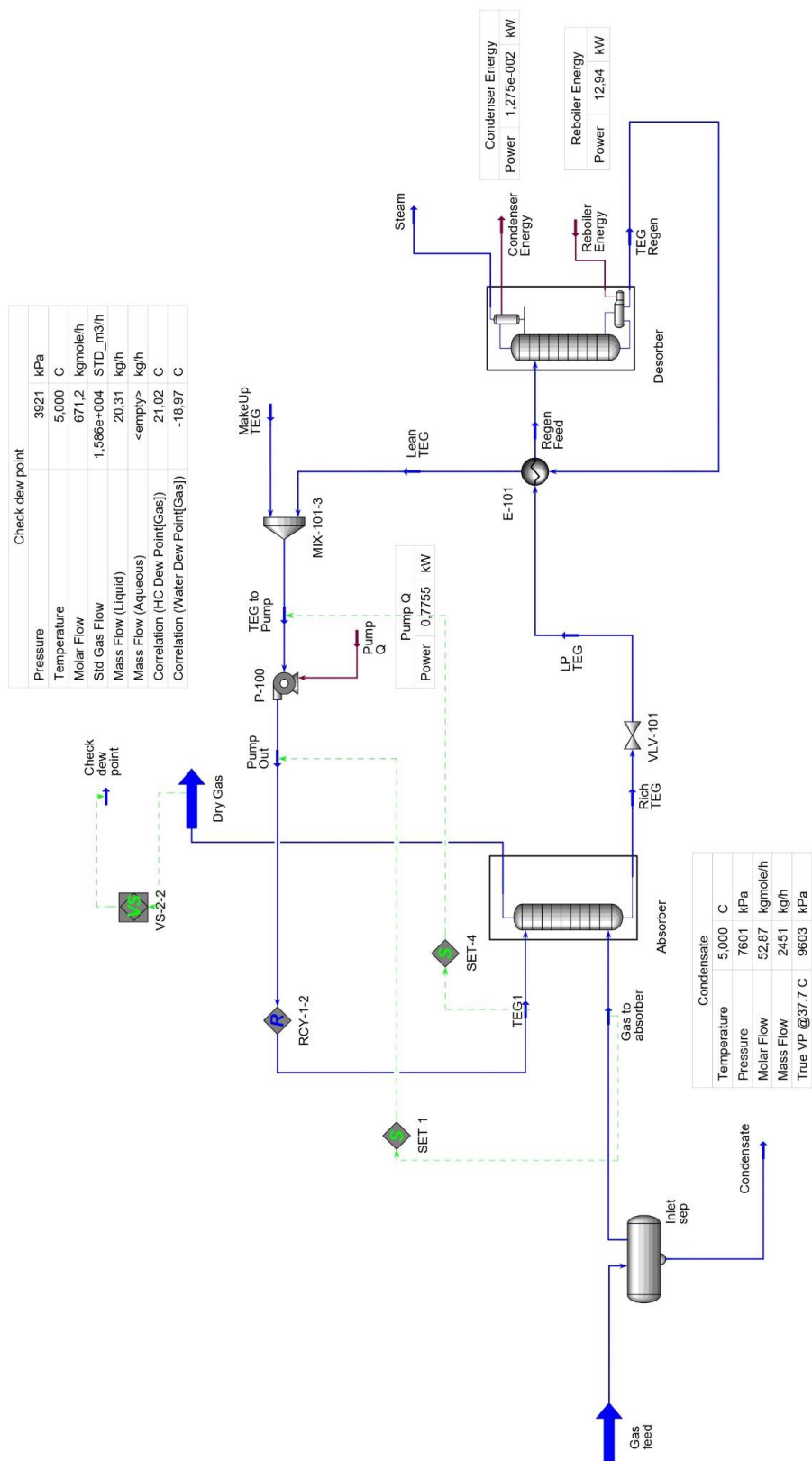
Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

предназначена для снижения содержания воды, с целью дальнейшей транспортировки и переработки на существующий Боранковский газоперерабатывающий завод (БГПЗ).

Рис. 3. УОГ, с получением осушенного газа



Инв. № подл. Подпись и дата Инв. № подл.

0208-1006276/2024/1/80-01-01-TX

2.5.1 Характеристика исходного сырья

Сырьем для УОГ являются два основных сырьевых потока: природный газ (ПГ) от газовых скважин месторождения Западная Прорва и попутный нефтяной газ (ПНГ) от месторождения С.Нуржанова.

Компонентный состав природного газа каждого потока представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Компонентный состав природного газа от газовых скважин месторождений Западная Прорва.

№ п/п	Компоненты и параметры	Входящие потоки УОГ	
		Природный газ (З.Прорва)	Попутный нефтяной газ (С.Нуржанова)
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание	
1	Сероводород, H ₂ S	0	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,366	1,747
3	Азот, N ₂	0,399	1,353
4	Метан, C ₁ H ₄	85,081	85,519
5	Этан, C ₂ H ₆	4,798	5,528
6	Пропан, C ₃ H ₈	2,986	3,046
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,75	0,728
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,317	1,235
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,377	0,402
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,35	0,302
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	0,22	0,105
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	0,216	0,011
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	0,264	0,001
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	0,198	0
15	Декан, C ₁₀	0,133	0
16	Ундеканы, C ₁₁	0,082	0
17	Додеканы, C ₁₂	0,049	0
18	Тридеканы, C ₁₃	0,047	0
19	Тетрадеканы, C ₁₄	0,023	0
20	Пентадеканы, C ₁₅	0,033	0
21	Гексадеканы, C ₁₆	0,022	0
22	Гептадеканы, C ₁₇	0,014	0
23	Октадеканы, C ₁₈	0,007	0
24	Нонадеканы, C ₁₉	0,005	0
25	Эйкозаны, C ₂₀	0,003	0
26	Генейкозаны, C ₂₁	0,002	0
27	Докозаны, C ₂₂	0,001	0
28	Трикозаны, C ₂₃	0,001	0
29	Тетракозаны, C ₂₄	0,001	0
30	Пентакозаны, C ₂₅	0,001	0
36	Остаток, C ₂₆₊	0	0
37	Кислород, O ₂	0	0
38	Вода, H ₂ O	2,255	0
Основные параметры на входе в УОГ			
	Наименование параметра	Показатели	
1	Температура, °C	+5	
2	Давление, МПа (изб)	7,6	
3	Расход, ст.м³/час	~ 17,13 тыс.	

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

2.5.2 Готовая продукция

2.5.2.1 Осушенный от влаги газ

Сухой газ, получаемый на установке подготовки газа (УОГ), представляет собой осушенный природный газ. Сухой газ – это горючая и взрывоопасная смесь, состоящая в основном из C1-C5 фракций:

- Низкое содержание влаги - влажность газа после осушки сведена к минимально допустимым значениям (менее 0,001 г/м³). Это гарантирует отсутствие образования гидратов и коррозионных процессов в газопроводах при транспортировке и хранении.
- Отсутствие тяжелых углеводородов - газ освобожден от тяжелых углеводородных фракций (C5+), которые могли бы конденсироваться при низких температурах и вызывать проблемы при транспортировке или использовании. Содержание этих фракций не более 3%.
- Отсутствие механических примесей - газ проходит через фильтры, обеспечивающие полное удаление твёрдых частиц, что предотвращает засорение оборудования и трубопроводов на этапе транспортировки.
- Высокая теплотворная способность - после удаления примесей теплотворная способность газа составляет стандартные значения (38–42 МДж/м³), что делает его пригодным для бытового и промышленного использования.
- Отсутствие кислотных газов - концентрация углекислого газа (CO₂) снижены до нормативных значений, что делает газ безопасным для использования и транспортировки. Содержание H₂S отсутствует при добыче газа из скважин.

Компонентный состав осушенного газа на выходе УОГ представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Компонентный состав осушенного газа на выходе УОГ

№ п/п	Компоненты и параметры	Выходящий поток осушенного газа от УОГ
	Наименование компонента	Составы, % мол. содержание
1	Сероводород, H ₂ S	0
2	Углекислый газ, CO ₂	0,381
3	Азот, N ₂	0,416
4	Метан, C ₁ H ₄	88,626
5	Этан, C ₂ H ₆	4,999
6	Пропан, C ₃ H ₈	3,109
7	i-Бутан, C ₄ H ₁₀	0,759
8	n-Бутан, C ₄ H ₁₀	1,194
9	i-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,221
10	n-Пентан, C ₅ H ₁₂	0,180
11	n-Гексан, C ₆ H ₁₄	0,058
12	n-Гептан, C ₇ H ₁₆	0,027
13	n-Октан, C ₈ H ₁₈	0,015
14	n-Нонан, C ₉ H ₂₀	0,005
15	Декан, C ₁₀	0,001
16	Ундеканы, C ₁₁	<0,001

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

17	Кислород, O ₂	0
18	Вода, H ₂ O	<0,001
Основные параметры на выходе от УОГ		
	Наименование параметра	Показатели
1	Температура, °C	+5,05
2	Давление, МПа (изб)	7,55
3	Расход, ст.м³/час	~ 15,86 тыс.
4	Температура точки росы по воде, при рабочих условиях, °C	-18,97

2.5.2.2 Топливный газ для собственных нужд.

Топливный газ - представляет собой часть очищенного осушенного природного газа, которая используется для поддержания технологических процессов на самой установке осушки газа (УОГ). Этот газ обеспечивает энергоснабжение для работы компрессоров, печей, подогревателей, а также может использоваться для привода турбин или других энергетических установок.

Используемый топливный газ для нужд УОГ - горюч, взрывопожароопасен 4 класса опасности с плотностью 0,85 кг/ м3 и температурой кипения минус 69 °C (при давлении 101 кПа, составляет минус 43 °C). ПДК в рабочей зоне 300 мг / м3.

2.5.3 Используемые реагенты

2.5.3.1 Триэтиленгликоль (ТЭГ)

Триэтиленгликоль - является побочным продуктом при производстве этиленгликоля с химической формулой: C₆H₁₄O₄. Обладает вязкой консистенцией и сладковатым вкусом, не имеет запаха.

Особенностью триэтиленгликоля (ТЭГ) является сильное понижение температуры замерзания воды, поэтому его используют для приготовления охлаждающих жидкостей (см. табл. 2.3).

Преимущества использования ТЭГ:

- - *Высокая эффективность осушки:* ТЭГ способен снизить содержание водяного пара в газе до уровня менее 0,01 г/м³, что позволяет предотвратить образование гидратов даже при крайне низких температурах и высоких давлениях;
- - *Многократное использование:* ТЭГ подлежит регенерации и может многократно использоваться в системе дегидратации, что делает его экономически эффективным реагентом;
- - *Термическая стабильность:* ТЭГ сохраняет свои осушающие свойства при высоких температурах и устойчив к термическому разложению, что важно для работы в условиях высокого давления и при изменении температуры.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							96
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Но даже при замерзании, водноэтиленгликолевые растворы не становятся твердыми, а лишь превращаются в рыхлую массу и не расширяются столь значительно как обычный лед, вследствие чего не могут повредить трубы и радиаторы. Триэтиленгликоль обладает очень высокой гигроскопичностью и сильно поглощает воду из воздуха и других газов. Пары обладают не столь высокой токсичностью и представляют опасность лишь при длительном вдыхании. Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны - 5 мг/м3. Относится к третьему классу опасности ГОСТ 12.1.007. ТЭГ горюч, его пары в соединениях с воздухом взрывоопасны (однако раствор триэтиленгликоля, содержащий 15% воды, уже не вспыхивает, а при содержании воды 40% не загорается от источника открытого огня).

Триэтиленгликоль (ТЭГ) применяют во многих отраслях промышленности: химической, автомобильной, авиационной, электротехнической, текстильной, нефтегазовых и других. Одной из основных областей применения триэтиленгликоля является производство незамерзающих жидкостей, хладо- и теплоносителей. Также используется в качестве растворителя, в качестве исходных реагентов в химическом производстве для получения многих синтетических смол и полимеров, в производстве полиуретанов, взрывчатых и душистых веществ. Характеристика по качеству приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.3. Температура замерзания водного раствора ТЭГ

Массовая доля триэтиленгликоля (%) в водном растворе	Температура замерзания, ° С
10	-7
15	-8
20	-12
25	-15
30	-17
40	-25
50	-38
60	-43

Таблица 2.4. – Физико-химические показатели ТЭГ технического (СТ РК 3944-2023)

№ п/п	Наименование сырья реагента	Характеристика качества		Примечание
		Наименование показателя	Норма для ТЭГ	
1	2	4	5	6
	Физико-химические свойства			
	Триэтилен-гликоль (ТЭГ)	Внешний вид	Прозрачная жидкость без механических примесей	Для осушки очищенного газа
		Плотность при 20°С, г/см3	1,120 - 1,124	
		Массовая доля триэтиленгликоля, %, не менее	90,0	
		Сумма массовых долей моноэтиленгликоля, диэтиленгликоля и тетраэтиленгликоля, %, не более, в т.ч. моноэтиленгликоля	10 0,8	
		Массовая доля воды, %, не более	1,5	
		Цвет, единицы Хазена, не более	30	
		Массовая доля кислот в пересчете на уксусную кислоту, %, не более	0,01	
		Показатель преломления при 20°С	1,445 - 1,455	
		Температурные пределы перегонки при давлении 101,3 кПа (760 мм рт. ст.):		

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

№ п/п	Наименование сырья реагента	Характеристика качества		Примечание
		Наименование показателя	Норма для ТЭГ	
1	2	4	5	6
		начало перегонки, °С, не ниже	260	
		конец перегонки, °С, не выше	288	

**2.5.4 Описание технологического процесса и технологической схемы
производственного объекта**

2.5.4.1 Сепарация поступающего газа

Газ, поступающий на установку для осушки и дальнейшей переработки, подвергают сепарации. Газ поступает по газопроводу, диаметром 300 мм, при давлении 7,6 МПа и температурой +6°С.

Первая ступень сепарации предназначена для удаления основной массы свободных жидких примесей (воды и углеводородов) из потока газа. На этой стадии устраняются крупные капли жидкости, что снижает нагрузку на последующие этапы подготовки.

Газ поступает в первую сепарационную емкость, сепаратор (V-0501), где происходит отделение жидких фаз от газового потока. За счет разницы в плотностях, капли жидкости оседают на нижнюю часть сепаратора. В верхней части сепаратора газ проходит через каплеуловители, где происходит дополнительное улавливание мелких капель жидкости. Жидкость, сконденсировавшаяся на нижней части сепаратора, собирается в специальной емкости и отводится для дальнейшей переработки или утилизации. Этот этап позволяет существенно снизить содержание капельной влаги и углеводородного конденсата в газе.

Полученный нестабильный конденсат отводится по трубопроводу и направляется на дальнейшую переработку в центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), где производится его стабилизация и отделение остаточной газовой фазы.

Прошедший первичную ступень сепарации газ, направляется далее для последующей осушки газа и транспортировки.

2.5.4.2 Осушка газа методом абсорбции

Процесс осушки природного газа методом абсорбции с применением триэтиленгликоля (ТЭГ) — это технология удаления влаги из газа для предотвращения гидратообразования и улучшения его качества.

После этапа компримирования, поток отсепарированного газа поступает на нижнюю часть колонны абсорбционной осушки (Т-0101). Одновременно с газом, на верхнюю часть колонны поступает циркуляционный поток ТЭГ, в качестве реагента осушки.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							98
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

В абсорбционной колонне (она же колонна контактирования) происходит процесс осушки. Газ поднимается снизу вверх, а ТЭГ, напротив, стекает сверху вниз. В ходе этого встречного потока триэтиленгликоль абсорбирует влагу из газа, связывая молекулы воды, и образуется насыщенный ТЭГ. Осушенный природный газ покидает верхнюю часть колонны, а насыщенный ТЭГ — нижнюю.

Осушенный газ, освобожденный от влаги, на выходе из абсорбционной колонны, имеет существенно пониженное содержание влаги, что делает его пригодным для транспортировки и хранения, предотвращая образование гидратов и коррозию в трубопроводах.

Насыщенный водой триэтиленгликоль (с "промытой" влагой) выходит из колонны и направляется на этап регенерации. Для восстановления способности ТЭГ к осушке его нагревают в регенерационной системе, что приводит к испарению поглощенной воды. В результате высушенный и концентрированный ТЭГ снова возвращается в абсорбционную колонну для повторного цикла.

2.5.4.3 Блок регенерации и подпитки триэтиленгликоля (ТЭГ)

Так как циркуляционный поток ТЭГ необходим для повторного использования в цикле осушки газа, предусматривается процесс регенерации триэтиленгликоля (ТЭГ), для удаления накопленной влаги и восстановления его осушающих свойств.

Насыщенный водой триэтиленгликоль, выходящий из нижней части колонны, направляется на этап регенерации. Насыщенный ТЭГ, предварительно нагреваясь в теплообменнике (Е-0101) до температуры +52°С, поступает на регенерационную колонну. В этой колонне происходит отделение влаги от ТЭГ путем термической обработки.

В колонне регенерации насыщенный ТЭГ, спускаясь в нижнюю часть, направляется в ребойлер (подогреватель), где его температура повышается до 200°С. Высокая температура в ребойлере вызывает испарение воды, содержащейся в ТЭГ, превращая её в пар, который выводится из системы через верхнюю часть колонны. Это позволяет отделить влагу и восстановить концентрацию ТЭГ, что важно для его повторного использования.

Испарившаяся влага выводится из верхней части колонны регенерации и направляется в конденсатор для охлаждения и конденсации. Вода затем собирается в отдельной ёмкости и может быть утилизирована.

На выходе из установки регенерации, осушенный поток ТЭГ направляется на теплообменник (Е-0101) в качестве горячего контура и охлаждается до температуры 48°С, откуда далее попадает на насосную ТЭГ.

По мере использования в процессе осушки ТЭГ постепенно теряет часть своих свойств из-за различных факторов, таких как разложение под воздействием высокой температуры или

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист	
											99
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

небольшие потери в процессе. Чтобы поддерживать стабильный уровень концентрации, в линию осушенного потока вводится подпитка свежим ТЭГ. Линия подпитки подает свежий ТЭГ из блока дозирования, который смешивается с регенерированным ТЭГ.

Объединённый поток регенерированного ТЭГ и свежей подпитки направляется на насосную ТЭГ (P-0201A/B). Насосная станция обеспечивает стабильное давление и подачу ТЭГ в циркуляционную систему. Насос подает осушенный ТЭГ обратно в абсорбционную колонну (SK-0101), где он снова вступает в контакт с потоком природного газа для нового цикла осушки.

Процесс регенерации ТЭГ сопровождается строгим контролем температуры, давления и скорости потока, поскольку эти параметры критичны для эффективного удаления влаги без деградации самого ТЭГ. Для поддержания работоспособности установки также периодически проверяется качество и концентрация ТЭГ, чтобы предотвратить накопление побочных продуктов, которые могут снижать эффективность процесса осушки.

2.5.4.4 Учет газа на выходе УОГ

После завершения процесса осушки, газ от колонны (SK-0101) поступает на узел учета газа, который играет ключевую роль в контроле и измерении количества газа, передаваемого на дальнейшую транспортировку.

Узел учета состоит из нескольких компонентов:

- *Счетчики газа:* измеряют объем газа, проходящий через систему.
- *Трансммиттеры давления и температуры:* фиксируют параметры газа (давление, температура), которые необходимы для корректировки расчетов объема с учетом изменяющихся условий.

После узла учета, осушенный газ направляется на камеру запуска очистного устройства (КЗОУ), далее по проектируемому магистральному газопроводу транспортируется на существующий Боранколский ГПЗ.

2.5.5 Описание технологических процессов вспомогательных объектов

2.5.5.1 Система топливного газа (СТГ)

Система топливного газа на собственные нужды на установке осушки газа (УОГ) предназначена для обеспечения энергетических потребностей самого предприятия. Этот газ используется для питания различных технологических установок и оборудования, таких как компрессоры, котлы, печи и другие устройства, требующие энергии для работы. Топливный газ на собственные нужды представляет собой часть общего объема осушенного газа, который отбирается и направляется для внутреннего использования.

Инв. № подл.			
Подпись и дата			
Инв. № подл.			
2.5.5 Описание технологических процессов вспомогательных объектов 2.5.5.1 Система топливного газа (СТГ) Система топливного газа на собственные нужды на установке осушки газа (УОГ) предназначена для обеспечения энергетических потребностей самого предприятия. Этот газ используется для питания различных технологических установок и оборудования, таких как компрессоры, котлы, печи и другие устройства, требующие энергии для работы. Топливный газ на собственные нужды представляет собой часть общего объема осушенного газа, который отбирается и направляется для внутреннего использования.			
Изм.	Кол.	Лист	№ док
Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТХ	
		Лист	
		100	

После процесса осушки, часть газа отбирается из основного потока на выходе УОГ. Этот осушенный газ используется в качестве топлива для технологического оборудования.

Газ, отобранный для собственных нужд, направляется трубопроводом к различным установкам и объектам внутри УОГ, таким как:

- *Теплогенераторы и печи:* топливный газ сжигается в специальных установках для получения тепла, которое используется для технологических процессов, таких как подогрев масла в качестве нагревающей среды или газа, в качестве регенерации твердых поглотителей в блоке осушки;
- *Факельная установка:* топливный газ используется для постоянной подачи газа к горелкам факела, обеспечивая наличие "запальника".

2.5.5.2 Система горячего масла (теплоноситель)

В технологических процессах ряда технологических переделов УОГ применяется нагревательное оборудование (ребойлеры), требующее использования циркулирующего высокотемпературного греющего агента. В качестве греющего агента в данной технологической схеме используется высококипящее масло, циркулирующее в замкнутом тепловом контуре.

При разработке схемы подачи высокотемпературного теплоносителя учитывался приоритет соблюдения параметров технологического процесса, а именно:

- температурный режим выбран с учетом ограничений по максимальной температуре теплоносителя на входе в ребойлеры до 220°C;
- предусмотрена взаимозаменяемость оборудования блока теплоносителя на случай выхода из строя одного из узлов системы нагрева и циркуляции.

В качестве теплоносителя предусматривается использование высокотемпературного низкотемпературного, малолетучего теплоносителя ТЛВ-330 М (поли-алкилбензол).

Нагрев теплоносителя, осуществляется в горизонтальных многотрубных термомасляных котлах с высоким КПД – более 92%.

Пройдя печь нагрева, масло через раздаточный коллектор подается циркуляционными насосами в тепловой контур потребителя, где отдает необходимое количество тепла, и выводится для очистки от мехпримесей и повторного нагрева, после чего возвращается в цикл процесса. Предусмотрен один производительный тепловой масляной контур, обслуживающий всех потребителей УОГ.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							101
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2.5.5.3 Дренажная система

Дренажная система на установке осушки газа (УОГ) предназначена для сбора, транспортировки и безопасного удаления конденсата, технологических жидкостей и воды, образующихся в ходе работы оборудования. Эта система играет важную роль в предотвращении аварийных ситуаций, поддержании безопасности и долговечности технологического оборудования, а также в минимизации воздействия на окружающую среду.

В данной технологической схеме УОГ предусматриваются следующие типы дренажной системы:

Производственный дренаж: сбор жидкости, образующейся в процессе работы оборудования, такие как конденсат, промывочные жидкости и технологические утечки, в процессе сепарации и осушки газа, поступают в дренажную систему, либо транспортируются к колонне стабилизации или другим установкам. Отвод технологической воды, получаемая после осушки или сепарации газов, также поступает в дренажную систему, где она очищается перед утилизацией.

Аварийный дренаж: линии для сброса жидкости в случае непредвиденных ситуаций, например при срабатывании предохранительных клапанов, аварийных отключениях или разрыве трубопроводов. Эта система обеспечивает быстрое удаление избыточных жидкостей для предотвращения разливов и аварий.

Все дренажные стоки от технологических оборудования поступают в дренажную емкость, из которой в дальнейшем откачиваются и увозятся автоцистернами.

Высококипящее масло из всех тепловых контуров систем технологического обогрева дренируется в резервуар сбора горячего масла. Для снижения потерь предусмотрена возможность возврата масла в систему через расширительный сосуд горячего масла.

Для вод, загрязненных углеводородами, может использоваться система очистки, включающая отстойники, коалесцеры и фильтры. Очищенная вода может быть повторно использована или сброшена в окружающую среду в соответствии с экологическими стандартами.

2.5.5.4 Факельная система

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в следующих случаях:

1. Срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							102
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- 2. Предусмотренных технологическим регламентом;
- 3. Периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

Все сбросы с предохранительных клапанов оборудования направляются в факельный коллектор, и далее на факельную ствол. Режим работы ФХ определяют параметры факельного коллектора, факельного сепаратора и факельной установки в целом, обеспечивающие их поддержание устройства контроля и регулирования:

- Системы подачи топливного газа на продувку факельного коллектора;
- Уровень, давление и температура в факельном сепараторе;
- Автоматические системы розжига, регулирования и контроля работы факела.

В качестве продувочного газа используется топливный газ. Линии подачи газа оборудованы механическими регуляторами давления «после себя», обеспечивающие редуцирование газа до заданного давления и необходимый проток газа, расходомерами для учёта подачи газа на продувку и ручными проходными вентилями, обеспечивающими возможность локальной настройки подачи газа (при необходимости).

Факел оборудован необходимыми системами (входят в комплект поставки факела), обеспечивающими ему безопасную работу:

- Дистанционной системой розжига;
- Системой контроля пламени дежурных горелок;
- Системой регулирования подачи воздуха на основное сжигание.

Уровень и давление в факельном сепараторе контролируются непрерывно, для чего сепаратор оборудован датчиками уровня жидкости и манометрами по месту и с передачей показаний в операторную; предусмотрена подача аварийного сигнала уровня (высокий-низкий) от отдельного уровнемера. Линия сброса газа на факел оборудована расходомером со счётной приставкой. Насос откачки включается оператором дистанционно по показаниям уровня.

2.6 Сравнение вариантов

2.6.1 Приемущества и недостатки

№	УПГ	УКПГ	УОГ
1	Процесс базируется на существующих технологиях, что снижает риск проектирования и строительства.	Наличие СУГ расширяет рынок сбыта и повышает доходность.	Использование ТЭГ для осушки уменьшает сложность установки по сравнению с адсорбционными методами.
2	Товарный газ и стабильный	Все продукции	Сохранение

Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист	
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ		103

	лишает проект возможности получения дополнительного дохода.	этапе строительства могут быть затруднительны для реализации проекта при ограниченном бюджете.	ограничивает возможности дополнительной монетизации газа.
4	При росте добычи или изменении рыночных условий может потребоваться реконструкция УПГ, что приведет к дополнительным затратам.	Высокие эксплуатационные расходы на энергоресурсы и обслуживание сложного оборудования могут оказаться выше запланированных.	При изменении требований заказчиков к продукции потребуются дорогостоящая модернизация установки.
5	Неправильное обращение с конденсатом или аварии могут привести к загрязнению окружающей среды.	Высокое энергопотребление увеличивает углеродный след проекта.	Утечки или неправильная утилизация использованного ТЭГ могут привести к загрязнению окружающей среды.
6	Отсутствие СУГ делает проект менее конкурентоспособным, особенно в регионах с высоким спросом на СУГ.	Нестабильные цены на СУГ могут снизить рентабельность проекта.	Более высокая температура точки росы делает осушенный газ менее привлекательным для покупателей в холодных регионах.
7	Упрощенная технологическая схема может оказаться неэффективной при работе с газом, характеристики которого отличаются от проектных.	В условиях высокой конкуренции с действующими производителями СУГ проект может не окупиться.	Метод ТЭГ требует постоянного контроля концентрации и качества абсорбента, что увеличивает нагрузку на операционный персонал.
8		Требуется высококвалифицированный персонал для управления сложной технологической схемой.	Использование ТЭГ может вызвать коррозию оборудования при неправильной эксплуатации.
9		Остановка критических узлов без резервирования может привести к снижению объемов производства.	

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ТХ	Лист
							105
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2.6.3 Стоимость

Наименование установки	Оборудование	Кол-во	Цена, тыс \$	УПГ	УКПГ	УОГ
Входной сепаратор 1-ой и 2-ой ступени	Трехфазный сепаратор	1	550	1	1	1
	Газовый сепаратор	1	330	1	1	1
Компрессорная №1	Теплообменник кожухотрубн. Трубн. - Межтрубн. (газ - масло)	1	40	1	0	0
	Компрессоры	2	3 075	1	0	0
	АВО	2			0	0
Компрессорная	Компрессоры	2	3 875	0	0	1
	АВО	2		0	0	1
Блок адсорбционной осушки	Осушитель	3	2 970	1	1	0
	Фильтр-коалесцер	2		1	1	0
	Теплообменник кожухотрубн. Трубн. - Межтрубн. (газ-газ)	1		1	1	0
	Печь нагрева	1		1	1	0
	АВО	1		1	1	0
	Сепаратор регенер. газа	1		1	1	0
Теплообменник	Теплообменник кожухотрубн. Трубн. - Межтрубн. (конд. - конд.)	1	40	1	1	1
Установка осушки и регенерации ТЭГ	Абсорбер	3	2 500	0	0	1

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

	Теплообменник кожухотрубн. Трубн. - Межтрубн. (гликоль-гликоль)	1		0	0	1
	Ребойлер	1		0	0	1
	Колонна регенерации	1		0	0	1
	Конденсер	1		0	0	1
	Блок подпитки ТЭГ	1		0	0	1
	Насосная ТЭГ	2		0	0	1
Теплообменник	Теплообменник пластинчатый многопоточный (Газ - газ - конденс. - конденс.)	1	300	0	1	0
Пропановая холодильная установка	Компрессор	2	6 750	1	1	0
	Емкость пропана	1		1	1	0
	АВО	2		1	1	0
Холодный сепаратор	Газовый сепаратор	1	330	1	1	0
Теплообменник	Теплообменник кожухотрубн. Трубн. - Межтрубн. (конд. - конд.)	1	40	1	1	0
Низкотемпературный сепаратор	Газовый сепаратор	1	330	1	1	0
Турбодетандер	Декомпрессор - компрессор (комплект)	1	4 000	0	1	0
Блок деэтанизатора	Ребойлер	1	4 500	0	1	0
	Колонна	1		0	1	0

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

	Конденсер	1		0	1	0
Блок стабилизации конденсата	Ребойлер	1	3 340	1	0	1
	Колонна	1		1	0	1
	Конденсер	1		1	0	1
Теплообменник	Теплообменник кожухотрубн. Трубн. - Межтрубн. (конд. - конд.)	1	40	1	0	1
Компрессорная №2	Компрессоры	2	3 875	1	1	0
	АВО	2		1	1	0
Блок дебутанизатора	Ребойлер	1	6 500	0	1	0
	Колонна	1		0	1	0
	Конденсер	1		0	1	0
Склад хранения и транспортировки СУГ	Насосы	2	2 300	0	1	0
	Емкости	6		0	1	0
Емкости хранения и транспортировки КГС	Насосы	2	1 000	1	1	1
	Емкости	3		1	1	1
Дренажная система	Емкости	3	350	1	1	1
Блок горячего масла	Комплект	1	740	1	1	1
Установка производства азота и воздуха КИП	Комплект	1	330	1	1	1

Факельная установка	Комплект	1	820	1	1	1
Узел учета газа	Комплект	3	90	1	1	1
Склад ГСМ	Здание	1	400	1	1	1
Склад хим. реагентов	Здание	1	300	1	1	1
Хим. лаборатория	Здание	1	300	1	1	1
Трубопровод		1	3 000	1	1	1
ЗРА		1	3 000	1	1	1
Электроматериалы кабели		1	3 000	1	1	1
ИТОГО				35 040	46 145	24 005

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-TX

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

Инв. № подл.	Подпись и дата							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП		
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			
Инв. № подл.		Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
		Проверил	Каримова					ТЭО	110	21
		ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
		Н.контр.	Рахимбергенов							

3.1 Введение

Раздел «Генеральный план» «Разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 03.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбамунайгаз».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбамунайгаз»;
- При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 21.508-2020 Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий сооружений и жилищно-гражданских объектов
- Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «ТЭО» в соответствии с нормативными требованиями РК.

3.2 Планировочные решения

Основной целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В ТЭО рассмотрены основные задачи требующего своего решения:

- Объект-1 Обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции и транспортировка до объекта подготовки газа;
- Объект-2 Технологические решения по подготовке сырого газа и конденсата до товарного качества;
- Объект-3 Транспортировка товарной продукции до потребителя;
- Объект-4 Вахтовый городок.

Рассматриваемая территория находится в 360-и километрах к юго-востоку от города Атырау. В административном делении участок территории расположен на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист
							111
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Сообщение с месторождением С. Нуржанова осуществляется по автомобильной дороге от г. Кульсары. Ближайшие населенные пункты – на севере г.Кульсары Атырауской области, находящийся в 175-и км. Кульсары одновременно является крупной железнодорожной станцией. Областной центр, город Атырау, расположен на расстоянии 400км от начальной точки трассы.

Поселок Боранколь (станция Опорная) Мангистауской области расположен в 105-и км на северо-востоке от проектируемого объекта.

В ТЭО соблюдены нормы противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями во избежание переноса огня. Обеспечены возможности подъезда пожарной автомашины к любому объекту на площадке. Расстояние от края проезжей части обеспечивающей проезд пожарной техники, до стен производственных сооружений принято 8м. Месторасположение пожарных гидрантов и водоемы обозначены специальными знаками. Ширина проезжей части составляет 6.5м, что соответствует нормам и правилам технического регламента "Общие требования к пожарной безопасности".

Все работы должны производиться согласно требованиям «Общие требования к пожарной безопасности» № 405 от 17 августа 2021 года (с изменениями от 14.10.2022 г.).

Для обеспечения безопасности оперативных пожарных подразделений и создания условий для успешной ликвидации пожара в проектной документации предусмотрены решения:

- Устройство пожарных проездов и подъездных путей для пожарной техники, в соответствии с требованиями Технического регламента о пожарной безопасности.
- Размещение объекта в пределах нормативного радиуса выезда подразделений пожарной охраны с необходимой численностью личного состава и оснащенных для пожарной техники, соответствующей условиям тушения пожара.
- Применены конструктивные и объемно-планировочные решения, обеспечивающие возможность доступа пожарных подразделений в любое помещение.

Подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам по СН РК 3.03.22-2013, СП РК 3.03-101-2013 «Промышленный транспорт». Расчетные скорости движения специализированных автотранспортных средств следует принимать в соответствии с технологическими требованиями данного производства 15 км/ч. Поперечный профиль проезжей части дорог запроектирован с открытым водоотводом.

3.2.1 Объект-1 «Обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции и транспортировка до объекта подготовки газа».

По 1-объекту ТЭО были предусмотрены следующие площадки:

Инв. № подл.	Подпись и дата						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист
								112
Инв. № подл.		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

пожарных, ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам по СН РК 3.03.22-2013, СП РК 3.03-101-2013 «Промышленный транспорт». Расчетные скорости движения специализированных автотранспортных средств следует принимать в соответствии с технологическими требованиями данного производства 15 км/ч. Поперечный профиль проезжей части дорог запроектирован с открытым водоотводом.

3.2.1 Объект-1 «Обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции и транспортировка до объекта подготовки газа».

По 1-объекту ТЭО были предусмотрены следующие площадки:

- Площадка газовой скважины
- Площадка газосборного пункта ГСП-1
- Площадка газосборного пункта ГСП-2
- Площадка камеры запуска скребка
- Площадка камеры приема скребка

3.2.1.1 Площадка газовой скважины

На проектируемой площадке размещены следующие здания и сооружения:

- Приустьевая площадка
- Рабочая площадка
- Площадка для труб
- Площадка ремонтный агрегат
- Фундамент под ремонтный агрегат
- Площадка под блок управления скважиной
- Якоря оттяжек
- Площадка блока реагентов БР
- КТПН
- Горизонтальная факельная установка
- Площадка хранения пропановых баллонов и блока розжига
- Площадка газовой скважины в плане имеет размеры 60х60м.

На площадке предусмотрена внутриплощадочная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 4,5м. Для данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда с шириной ворот 5.0м.

Внутриплощадочная дорога запроектирована из щебеночного покрытия с заклинкой мелким щебнем толщиной 20см и обеспечивает беспрепятственный доступ к открытым сооружениям, как в обычных условиях, так и в аварийных ситуациях. Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист	
											113
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

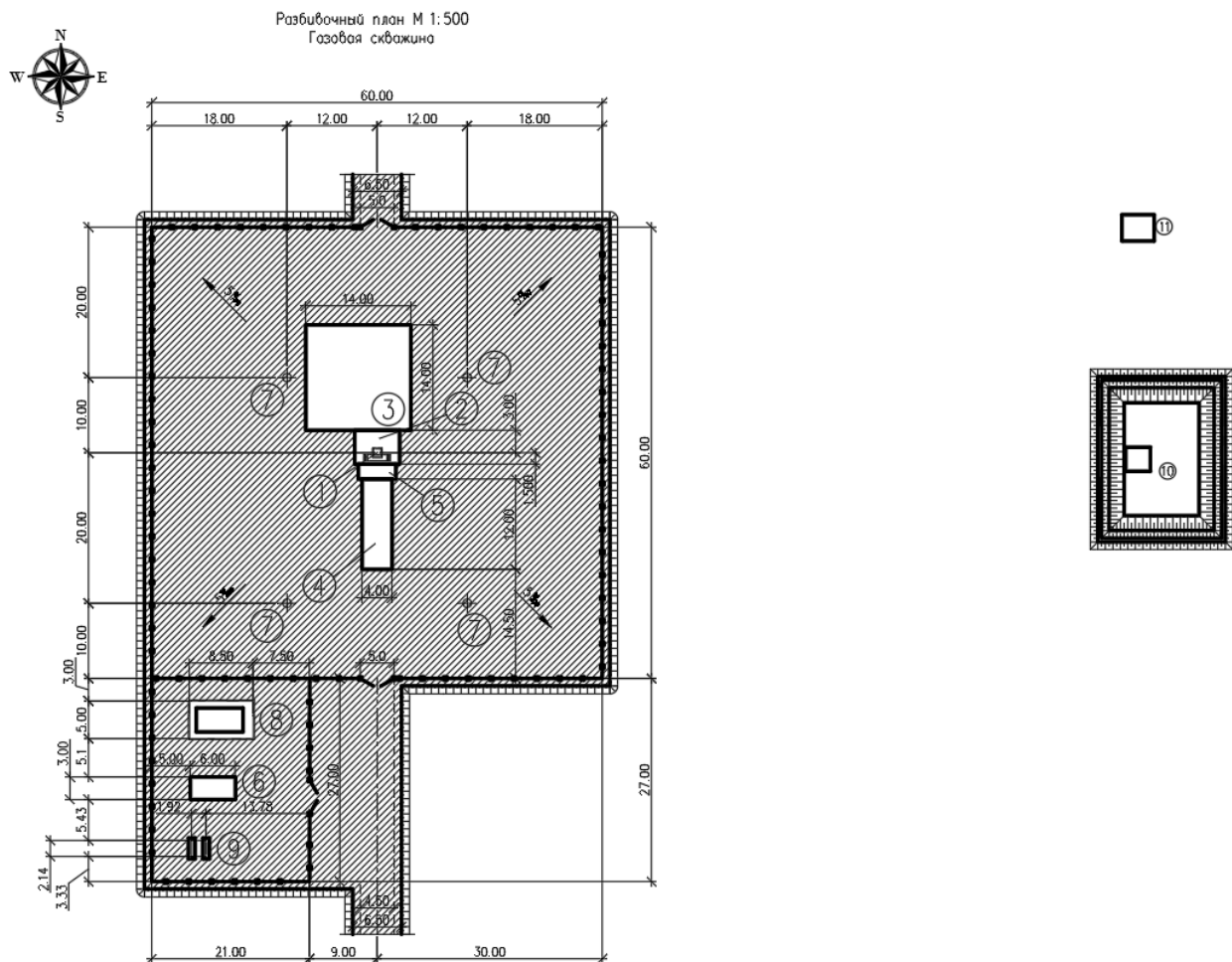


Рис. 1.

3.2.1.2 Площадка газосборного пункта ГСП-1

Площадка газосборного пункта ГСП-1 расположен к юго-востоку от скважины G-6.

На проектируемой площадке размещены следующие здания и сооружения:

- Площадка манифольда
- Площадка трехфазного сепаратора (ТФС)
- Площадка дренажной емкости $V=5\text{м}^3$
- Площадка блока реагентов
- Противопожарный щит
- Операторная
- КТПН
- ДЭС
- КПП
- Площадка ТБО
- Емкость для воды 10м^3
- Факельный сепаратор

Инв. № подл.	Инв. № подл.
Подпись и дата	Подпись и дата
Инв. № подл.	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП

Лист

114

- Блок розжига
- Факельная установка

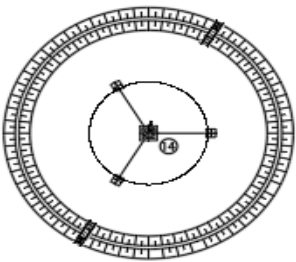
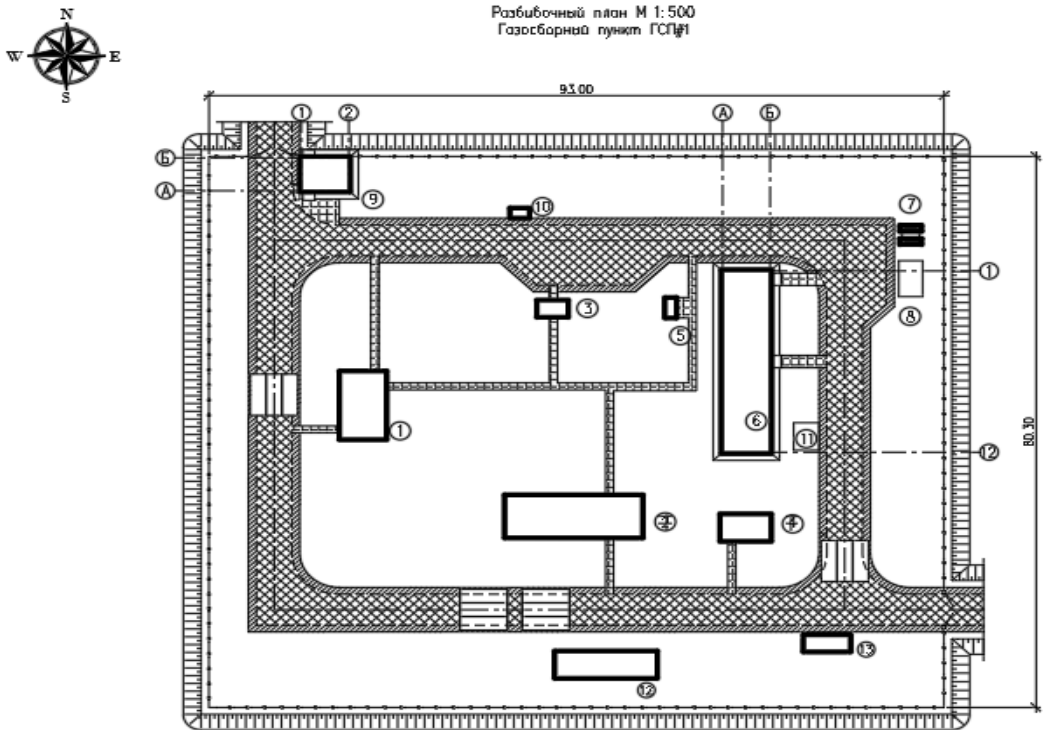
На территории предусмотрена внутривъездная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 4,5м с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Для данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда.

Проектирование внутривъездных дорог, разрывов между зданиями и сооружениями, а также расположение подземных коммуникаций осуществлено в соответствии с требованиями.

К зданиям и сооружениям по всей их длине обеспечен подъезд пожарных машин.

Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Площадка ГСП-1 в плане имеет размеры 93.0х80.30м.



Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП

3.2.1.3 Площадка газосборного пункта ГСП-2

Площадка газосборного пункта ГСП-2 расположен к северо-востоку от скважины G-8.
На проектируемой площадке размещены следующие здания и сооружения:

- Площадка манифольда
- Площадка трехфазного сепаратора (ТФС)
- Площадка дренажной емкости V=5м3
- Площадка блока реагентов
- Противопожарный щит
- Операторная
- КТПН
- ДЭС
- КПП
- Площадка ТБО
- Компрессорная 4-ед
- Площадка АВО 4-ед
- Венткамера 4-ед
- Площадка дренажной емкости V=16м3
- Площадка ШУЗ
- ДЭС
- КТПН
- Емкость для воды 10м3
- Факельный сепаратор
- Блок розжига
- Факельная установка

На территории предусмотрена внутриплощадочная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 4,5м с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Для данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда с шириной ворот 5.0м.

Проектирование внутриплощадочных дорог, разрывов между зданиями и сооружениями, а также расположение подземных коммуникаций осуществлено в соответствии с требованиями.

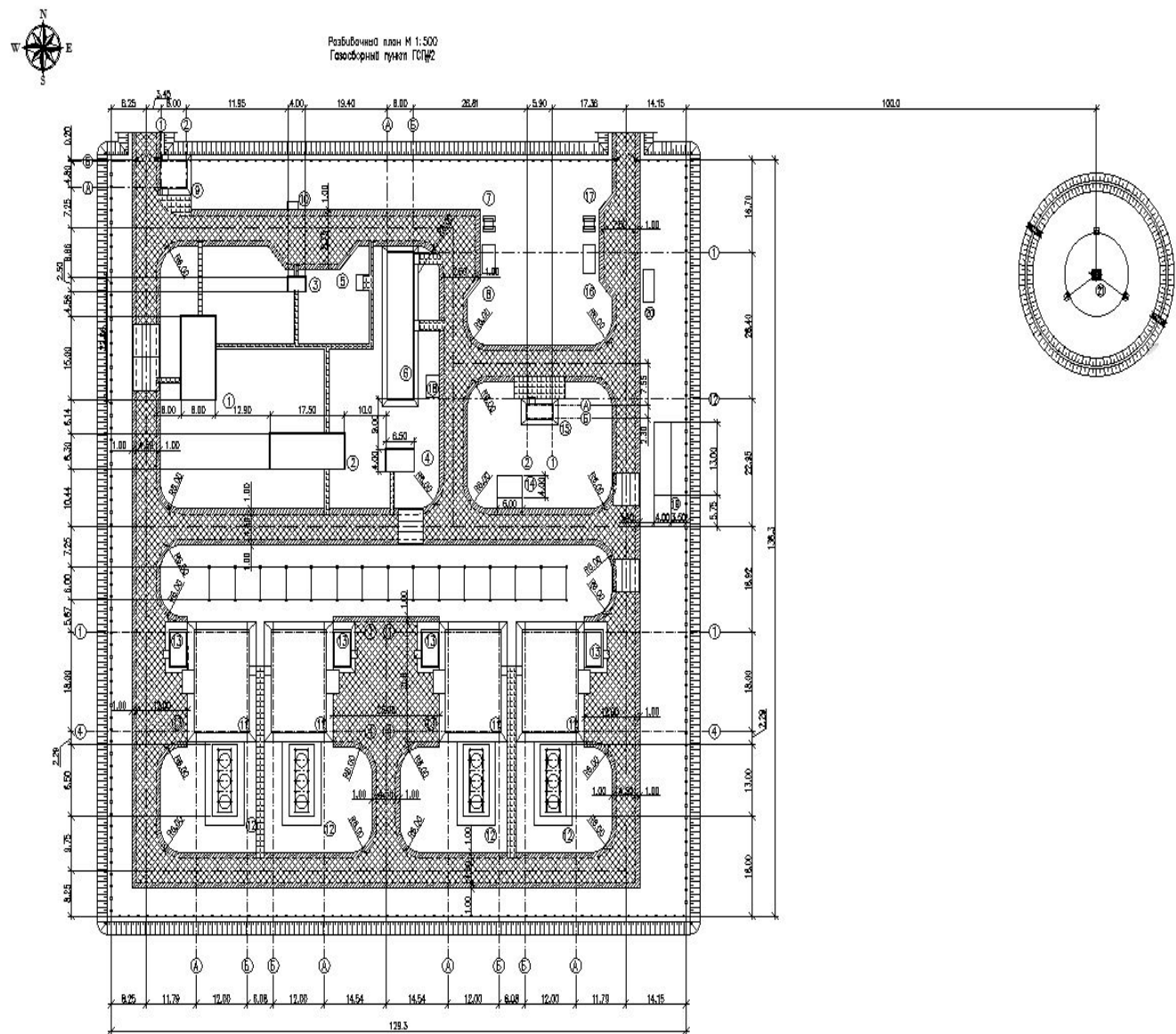
К зданиям и сооружениям по всей их длине обеспечен подъезд пожарных машин.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист
							116
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива
УСН РК 8.02-03-2022.

Площадка ГСП-2 в плане имеет размеры 129.3х136.3м.



3.2.1.4 Площадка камеры запуска и приема скребка

На проектируемой площадке размещены следующие здания и сооружения:

- Площадка камеры запуска и приема скребка
- Дренажная емкость V=16м3
- КТПН
- ПКУ
- Противопожарный щит
- Продувочная свеча

На территории предусмотрена внутриплощадочная автодорога для доступа персонала.
Ширина проезжей части дороги составляет 4,5м с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Для

Инв. № подл.	Подпись и дата
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	
117	

Лист
117

данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда с шириной ворот 5.0м.

Проектирование внутриплощадочных дорог, разрывов между зданиями и сооружениями, а также расположение подземных коммуникаций осуществлено в соответствии с требованиями.

К зданиям и сооружениям по всей их длине обеспечен подъезд пожарных машин.

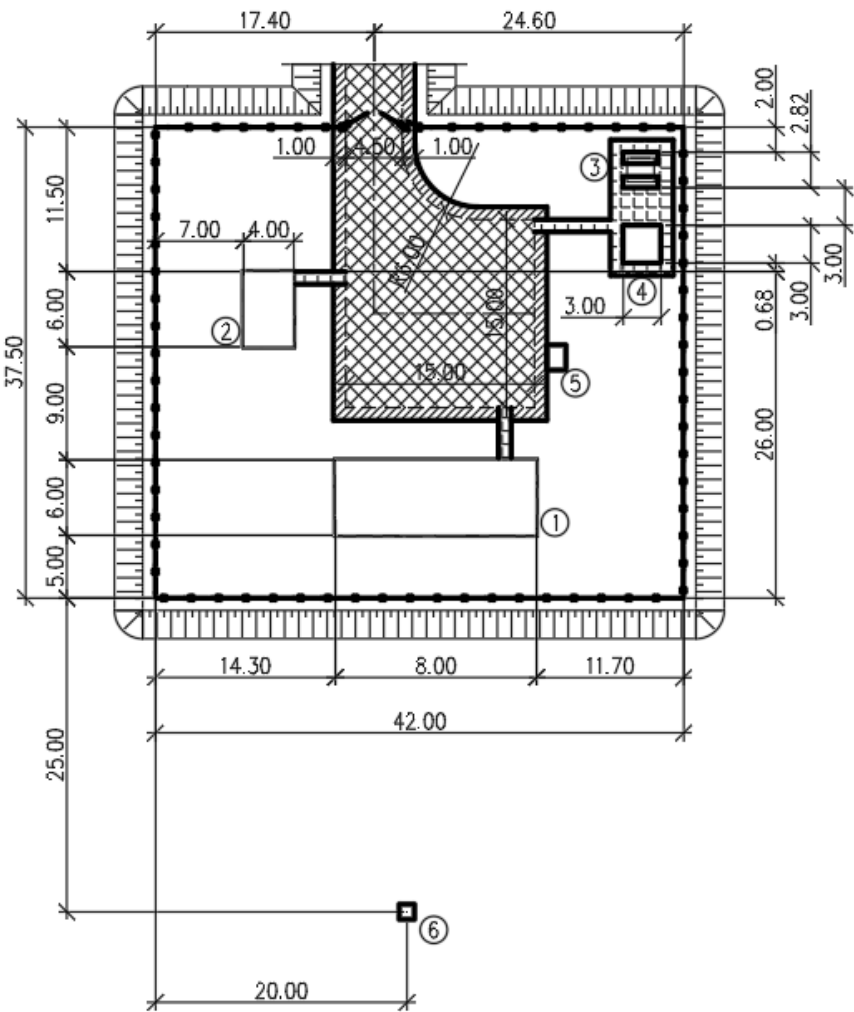
Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Площадка ГСП-1 в плане имеет размеры 37.5х42.0м.

Размер и расположение зданий и сооружений площадки камеры запуска и камеры приема скребка идентичны.



Разбивочный план М 1: 500
Площадка камеры запуска скребка



Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП

Лист

118

3.2.2 **Объект-2 «Технологические решения по подготовке сырого газа и конденсата до товарного качества».**

По 2-объекту ТЭО было предусмотрено 3 варианта решений:

- Установка подготовки газа (УПГ)
- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)
- Установки осушки газа (УОГ)

3.2.2.1 **Установка подготовки газа (УПГ)**

На данном варианте размещены следующие здания и сооружения:

- Входной сепаратор (V-0101) и сепаратор 2ой ступени (V-0201)
- Компрессорная установка №1 (2-ед.) и теплообменник (E-0101)
- Блок адсорбционной осушки (SK-0101)
- Теплообменник (E-0102)
- Пропановая холодильная установка (SK-0201)
- Холодный сепаратор (V-0302)
- Теплообменник (E-0103)
- Низкотемпературный сепаратор (V-0302)
- Блок стабилизации конденсата (SK-0301)
- Теплообменник (E-0104)
- Компрессорная установка №2 (2-ед.)
- Узел учета
- Насосная КГС
- Емкости КГС
- Наливная КГС
- Площадка дренажной емкости V-63м3
- Площадка подогрева теплоносителя (термомасло)
- Блок буферной емкости с насосами (термомасло)
- Емкость дренажная (термомасло)
- Установка производства азота и воздуха КИП
- Факельный сепаратор и дренажная емкость
- Блок розжига
- Факел
- Резервуар пожарной воды РВС-2000м3 2-ед.
- Насосная пожаротушения
- 2КТПБ-2000-6/0,4кВ 2-ед.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП					Лист
					119

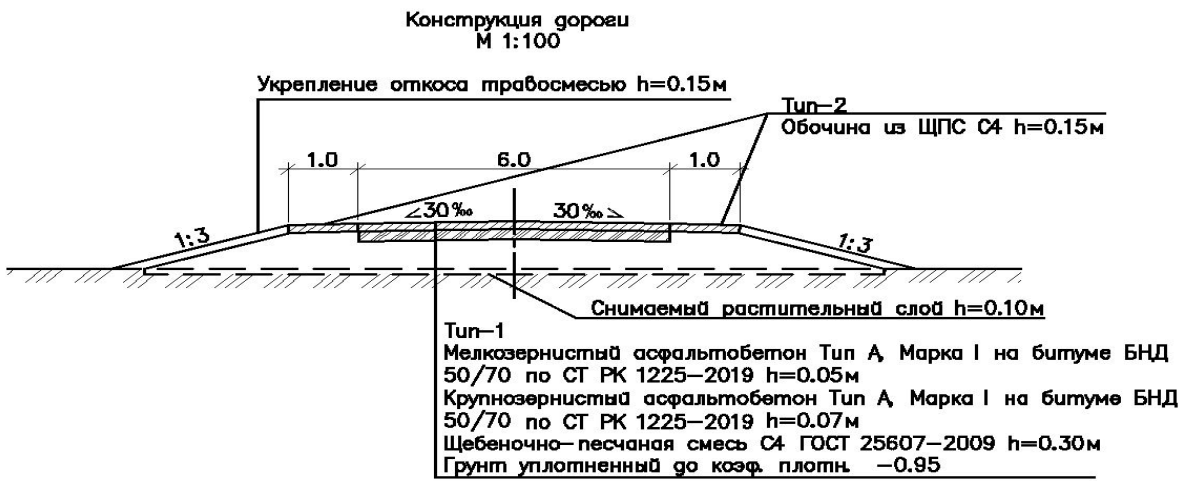
- ДЭС
- Котельная
- Операторная
- Химическая лаборатория
- Административно-бытовой комплекс
- КПП
- Камера приема очистного устройства (КПОУ)
- Склад ГСМ
- Склад хим. Реагента
- Здание противорадиационного укрытия (ПРУ)
- БРП-6кВ

Площадка УПГ в плане имеет размеры 273.6х200.3м.

Данный проект разрабатывается для установки подготовки газа с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка подготовки газа предназначена для снижения содержания таких примесей, как вода, и тяжелые углеводороды, с учетом требований по качеству СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам» и безопасности.

На территории предусмотрена внутриплощадочная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 6.0м, с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Для данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда с шириной ворот 5.0м. Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Внутриплощадочная дорога запроектирована по Тип-1 – Тип-3:

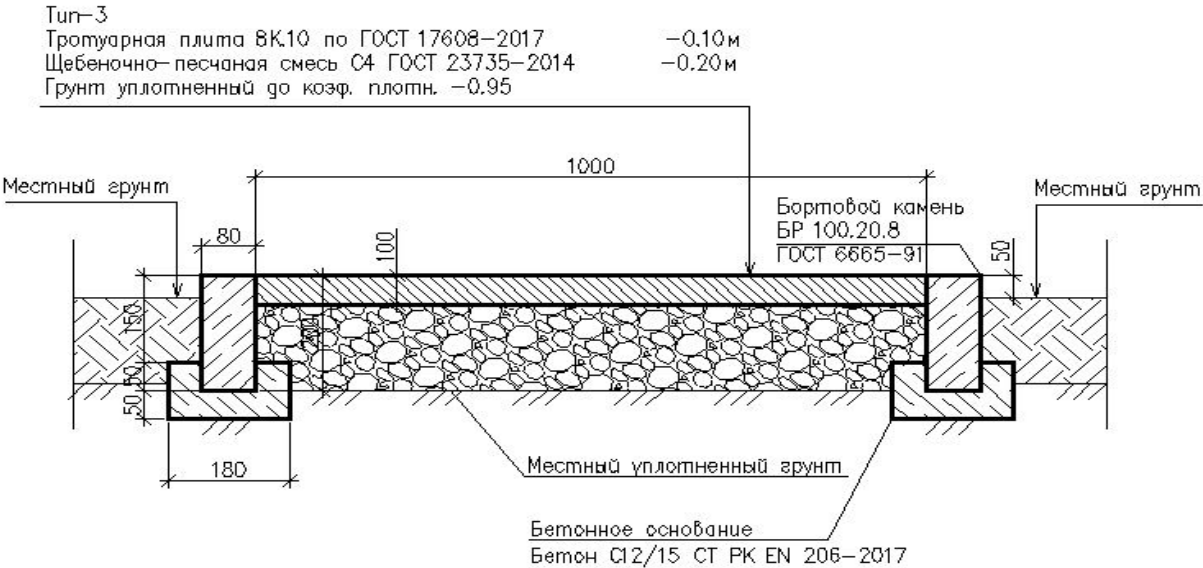


Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист
	120

Конструкция тротуара
Тут-3 М 1:10



3.2.2.2 Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)

На данном варианте размещены следующие здания и сооружения:

- Входной сепаратор (V-0101) и сепаратор 2ой ступени (V-0201)
- Блок адсорбционный осушки (SK-0101)
- Многопоточный теплообменник (E-0101)
- Пропановая холодильная установка (SK-0201)
- Низкотемпературный сепаратор (V-0301)
- Турбодетандер (TE-0101)
- Холодный сепаратор (V-0302)
- Теплообменник (E-0202)
- Блок дебутанизатора (SK-0401)
- Компрессорная установка 4-ед.
- Узел учета газа
- Насосная КГС (конденсат газовый стабильный)
- Насосная КГС (конденсат газовый стабильный)
- Емкости временного хранения КГС
- Наливная КГС
- Насосная СУГ (сжиженный углеводородный газ)
- Насосная СУГ (сжиженный углеводородный газ)
- Емкость хранения СУГ
- Наливная СУГ
- Площадка дренажной емкости V-63м3

Инв. № подл.	Инв. № подл.
Подпись и дата	Подпись и дата
Инв. № подл.	Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП					Лист
					121

- Площадка подогрева теплоносителя (термомасло)
- Блок буферной емкости с насосами (термомасло)
- Емкость дренажная (термомасло)
- Установка производства азота и воздуха КИП
- Факельный сепаратор и дренажная емкость
- Блок розжига
- Факел
- Резервуар пожарной воды РВС-2000м3 2-ед.
- Насосная пожаротушения
- 2КТПБ-2000-6/0,4кВ 2-ед.
- ДЭС
- Котельная
- Операторная
- Химическая лаборатория
- Склад ГСМ
- Склад хим. Реагента
- Административно-бытовой комплекс
- КПП
- Здание противорадиационного укрытия (ПРУ)
- БРП-6кВ

Площадка УКПГ в плане имеет размеры 335.3х200.3м.

Данный проект разрабатывается для установки подготовки газа с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка подготовки газа предназначена для снижения содержания таких примесей, как вода, и тяжелые углеводороды, с учетом требований по качеству СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам» и безопасности.

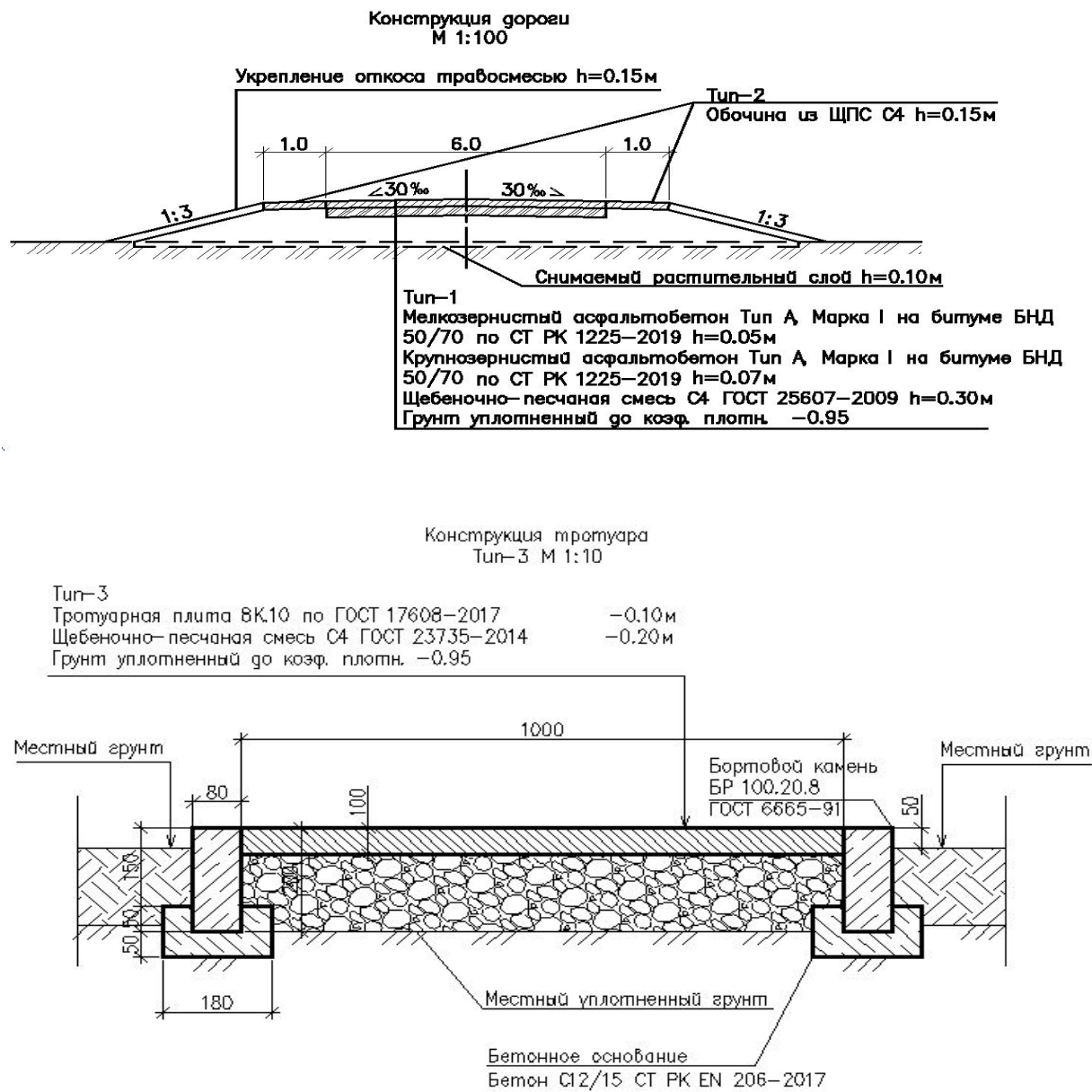
Целью проекта является создание установки, способной осуществлять полную подготовку природного газа для дальнейшей транспортировки по магистральным газопроводам и использования в качестве топлива для энергетических установок и других потребителей.

На территории предусмотрена внутриплощадочная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 6.0м, с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Для данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда с шириной

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист	
											122
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

ворот 5.0м. Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Внутриплощадочная дорога запроектирована по Тип-1 – Тип-3:



3.2.2.3 Установка осушки газа (УОГ)

На данном варианте размещены следующие здания и сооружения:

- Площадка сепараторов (V-0101/V-0201)
- Площадка теплообменника (E-0101)
- Площадка теплообменников (E-0102/0103)
- Площадка дожимной компрессорной газа (C-0101)
- Площадка стабилизации конденсата и откачки СГК
- Площадка осушки газа и регенерации ТЭГ (триэтиленгликоля)
- Блочная насосная и блок дозирования ТЭГ

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

123

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП

Изм. Кол. Лист № док Подпись Дата

- Площадка подогрева теплоносителя (термомасло)
- Площадка дренажной емкости подогрева теплоносителя
- Установка производства азота и воздуха КИП
- Площадка дренажных емкостей
- Резервуары хранения СГК (стабильный газовый конденсат)
- Узел налива в АЦН
- Факельный сепаратор и дренажная емкость
- Блок розжига
- Факел
- Резервуар пожарной воды РВС-2000м3 2-ед.
- Насосная пожаротушения
- 2КТПБ-2000-6/0,4кВ 2-ед.
- ДЭС
- БРП-6кВ
- Котельная
- Операторная
- Административно-бытовой комплекс
- КПП
- Узел учета
- Камера приема очистного устройства (КПОУ)
- Склад ГСМ
- Склад хим. Реагента
- Здание противорадиационного укрытия (ПРУ)

Площадка УОГ в плане имеет размеры 256.7х176.0м.

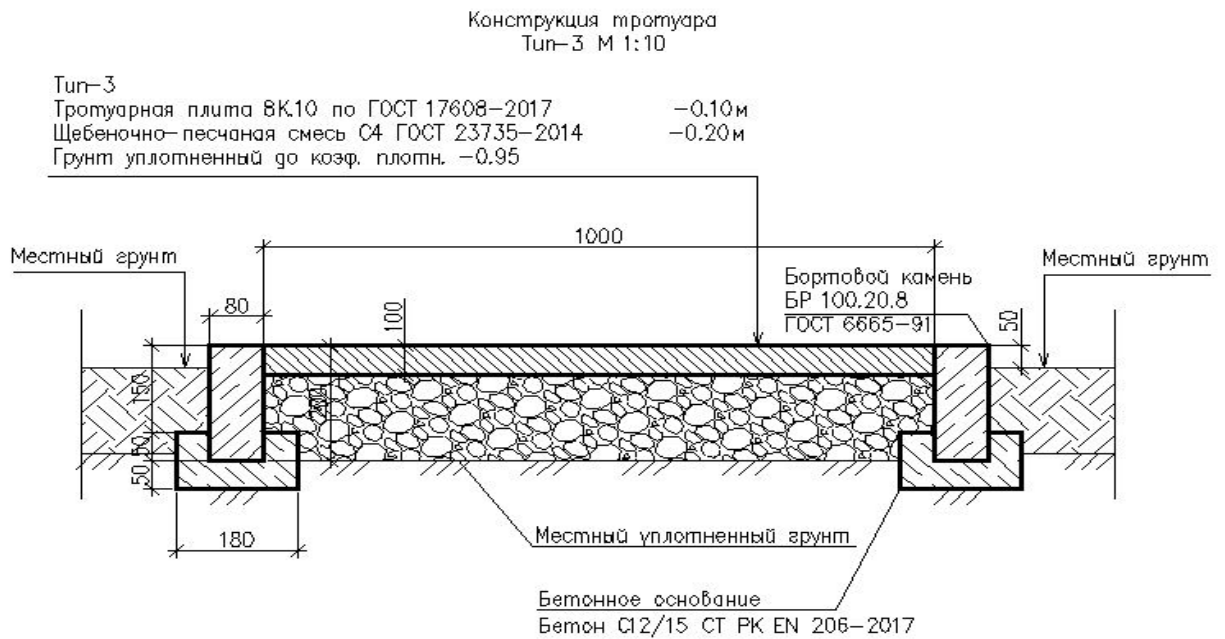
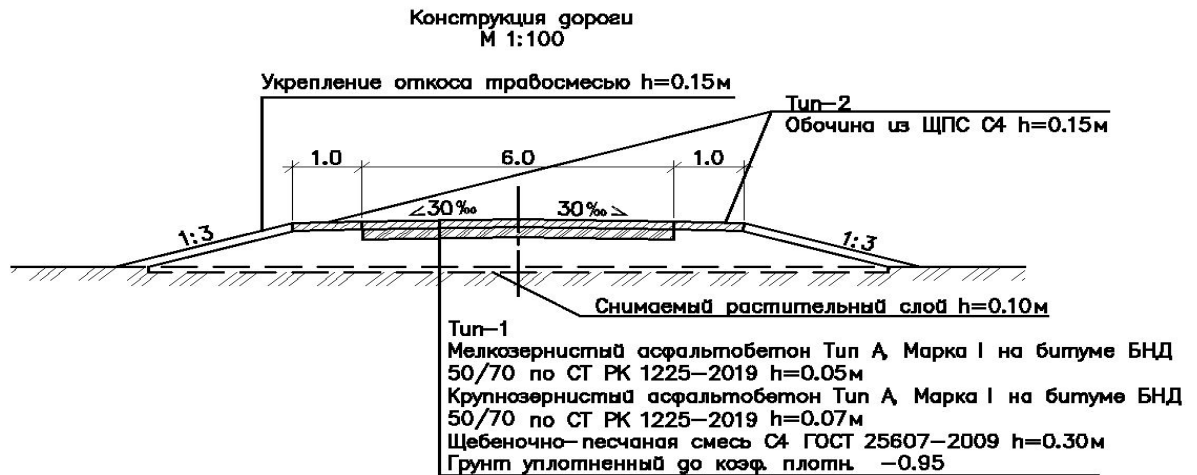
Данный проект разрабатывается для установки осушки газа с целью обеспечения безопасной и эффективной подготовки природного газа для дальнейшего использования и транспортировки. Установка осушки газа предназначена для снижения содержания воды, с целью дальнейшей транспортировки и переработки на существующий Боранковский газоперерабатывающий завод (БГПЗ).

На территории предусмотрена внутривъездная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 6.0м, с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Для данной территории проектом предусмотрено два въезда и пожарного въезда/выезда с шириной ворот 5.0м. Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист 124
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Внутриплощадочная дорога запроектирована по Тип-1 – Тип-3:



3.2.3 Объект-3 «Транспортировка товарной продукции до потребителя».

На проектируемой площадке по 3-объекту размещены следующие здания и сооружения:

- Площадка камеры приема скребка
- Блок измерительных линий
- Блок измерения качества
- Площадка емкости сбора, хранения и выдачи конденсата
- Операторная и КПП
- Свеча продувочная
- КТПН
- ДЭС
- Прожекторная мачта с молниеприемником 2 ед.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП

- Площадка ТБО
- Уборная на 2 очка

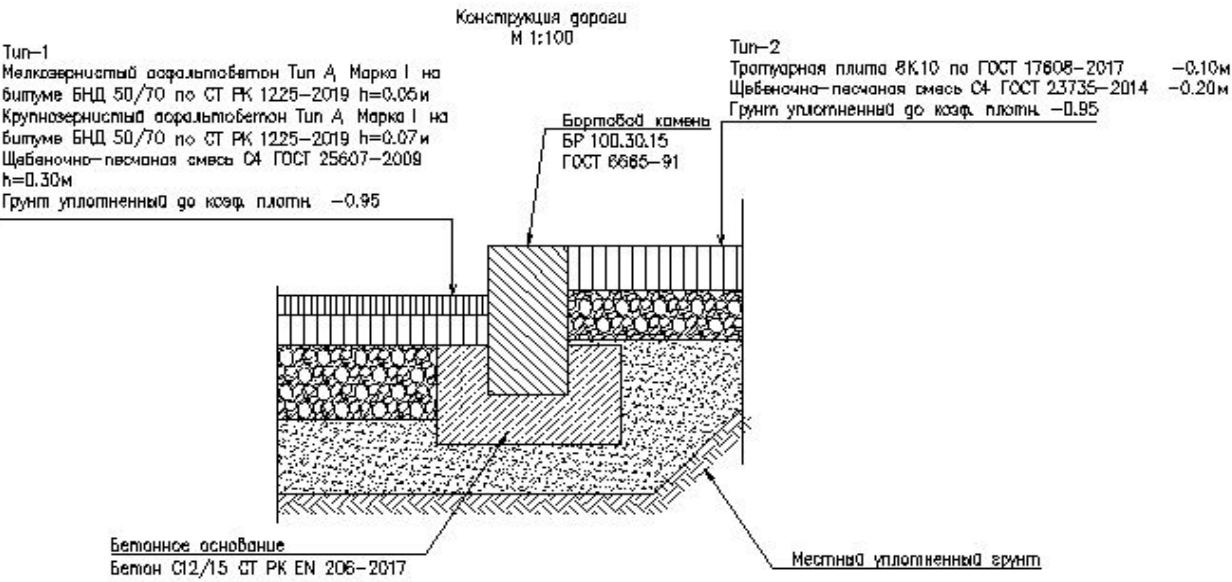
Площадка коммерческий узел учета газа в плане имеет размеры 40х53м.

На площадке предусмотрена внутривъездная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 4,5м. Для данной территории проектом предусмотрено один въезда и пожарного въезда/выезда с шириной ворот 5.0м.

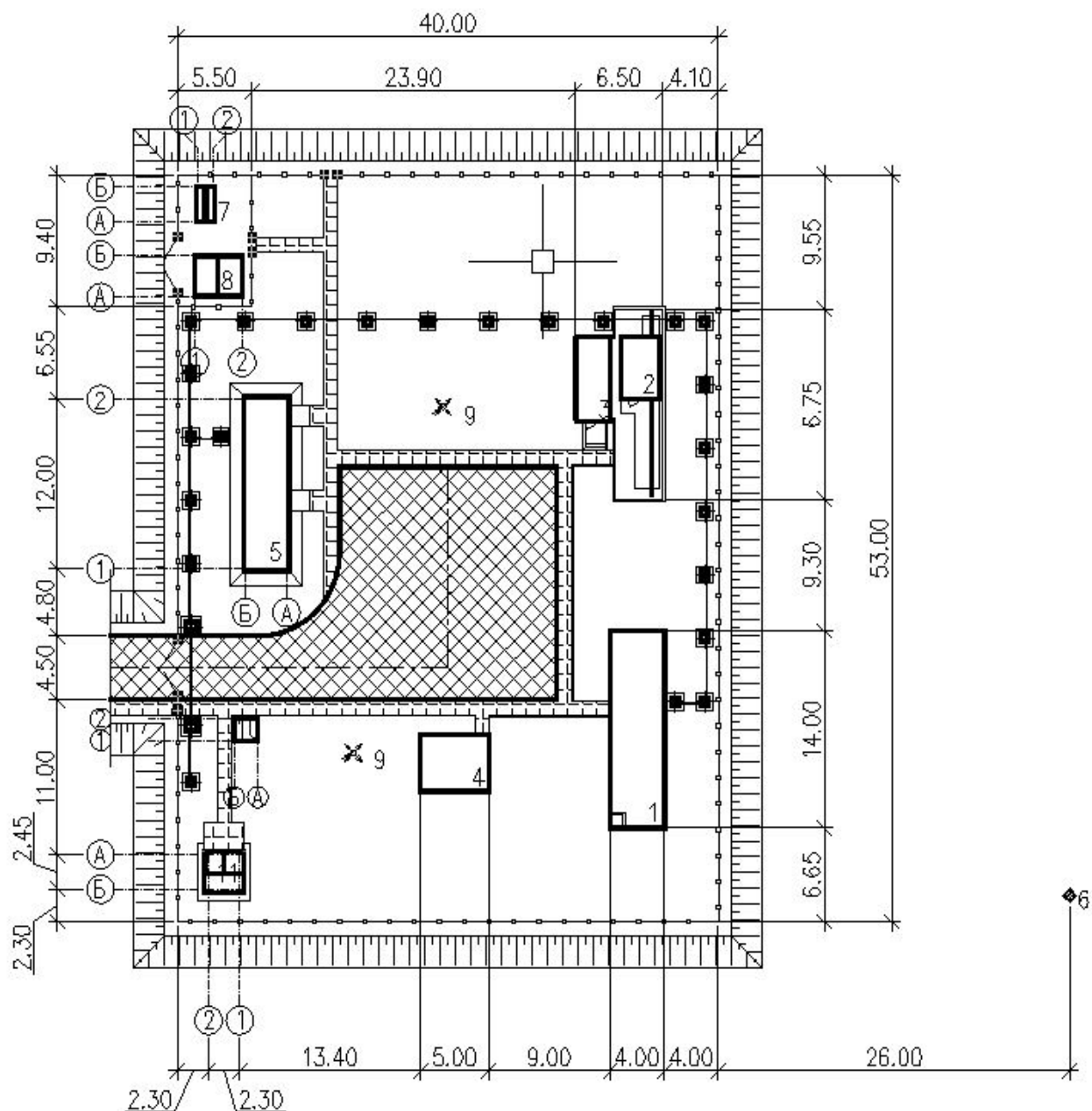
Проектирование внутривъездных дорог, разрывов между зданиями и сооружениями, а также расположение подземных коммуникаций осуществлено в соответствии с требованиями.

Площадка огражденная из 3Д панелей высотой 2.23м. выбранная из сметного норматива УСН РК 8.02-03-2022.

Внутривъездная дорога запроектирована по Тип-1 и Тип-2:



Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.						
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист
								126
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			



3.2.4 Объект-4 «Вахтовый городок».

На проектируемой площадке по 4-объекту размещены следующие здания и сооружения:

- Общежитие на 100 мест
- Столовая на 100 мест
- Котельная
- Беседка 3-ед.
- Мини-футбольное поле
- КТПН
- ДЭС

Инв. № подл.	Подпись и дата
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП

- Площадка ТБО
- Емкость подземная ЕП-100м3

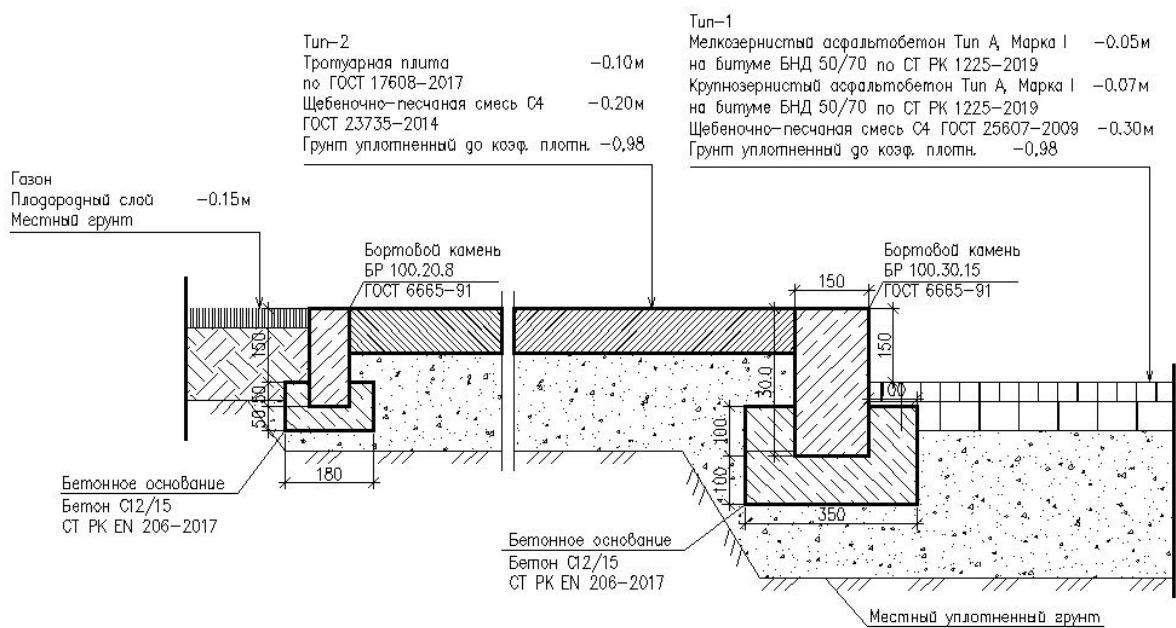
Площадка газовой скважины в плане имеет размеры 116.4x156.3м.

На площадке предусмотрена внутриплощадочная автодорога для доступа персонала. Ширина проезжей части дороги составляет 6.0м.

Проектирование внутриплощадочных дорог, разрывов между зданиями и сооружениями, а также расположение подземных коммуникаций осуществлено в соответствии с требованиями.

Внутриплощадочные дороги запроектированы по Тип-1 и Тип-2:

Сопряжение Тип-1 с Тип-2 и газоном



Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.
Инв. № подл.		

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП					
128					

Лист
128

3.3 Организация рельефа

В ТЭО не предусмотрена вертикальная планировка. Все проектные решения ссылались на информацию Google Earth Pro. Так как рельеф местности спокойный и равнинный, в ТЭО объемы работ подсчитаны укрупненно.

3.4 Инженерные сети

Проектные решения по проектированию инженерных сетей представлены в соответствующих разделах.

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями в плане и продольном профиле.

Прокладка технологических трубопроводов предусмотрена преимущественно надземно в опорах или в эстакаде кроме дренажных трубопроводов.

Кабеля электроснабжения и автоматизации прокладываются как по проектируемой кабельной эстакаде

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ГП	Лист	
											130
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

4. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АД			
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				
	Разработал	Жумаханов					Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова						ТЭО	131	8
	ГИП	Фавицкая						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
Н.контр.	Рахимбергенов									

4.1 Введение

Раздел «Автомобильные дороги» разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 03.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбаунайгаз».

Цель и назначение объекта строительства: Основной целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя.

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «ТЭО» в соответствии с нормативными требованиями РК.

4.2 Район строительства

Административная принадлежность района - территория, подчиненная маслихату Жылыойского района, Атырауской области Республики Казахстан.

Исследуемая объект расположен в 170 километрах от г.Кульсары на юг и от в 60 километрах от завода ТОО «Тенгизшевройл на юго-запад.

Климат Атырауской области формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием циркуляции этих воздушных масс формируется континентальный и крайне засушливый тип климата. Для региона характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды. Средняя годовая продолжительность солнечного сияния очень высока и составляет 2590 часов (г. Атырау), число дней без солнца в среднем составляет 54 дня.

Влияние Каспийского моря на климат прилегающей территории сказывается только в пределах полосы побережья. Среднее годовое количество осадков не превышает 200 мм (г. Атырау - 189 мм), причем по всей территории дождевые осадки преобладают над снежными. Максимум осадков приходится на теплый период с апреля по октябрь.

Инв. № подл.	Подпись и дата						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АД	Лист 132
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		

4.3 Объект-1 «Обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции и транспортировка до объекта подготовки газа».

4.3.1 Проектные решения

По проектным решениям было принято ширина проезжей части дороги составляет 6.0м с обочиной по 1.0м по обеим сторонам. Дорога запроектирована из щебеночного покрытия фракции 40-70мм с заклинкой мелким щебнем толщиной 20см и обеспечивает беспрепятственный доступ к открытым сооружениям, как в обычных условиях, так и в аварийных ситуациях.

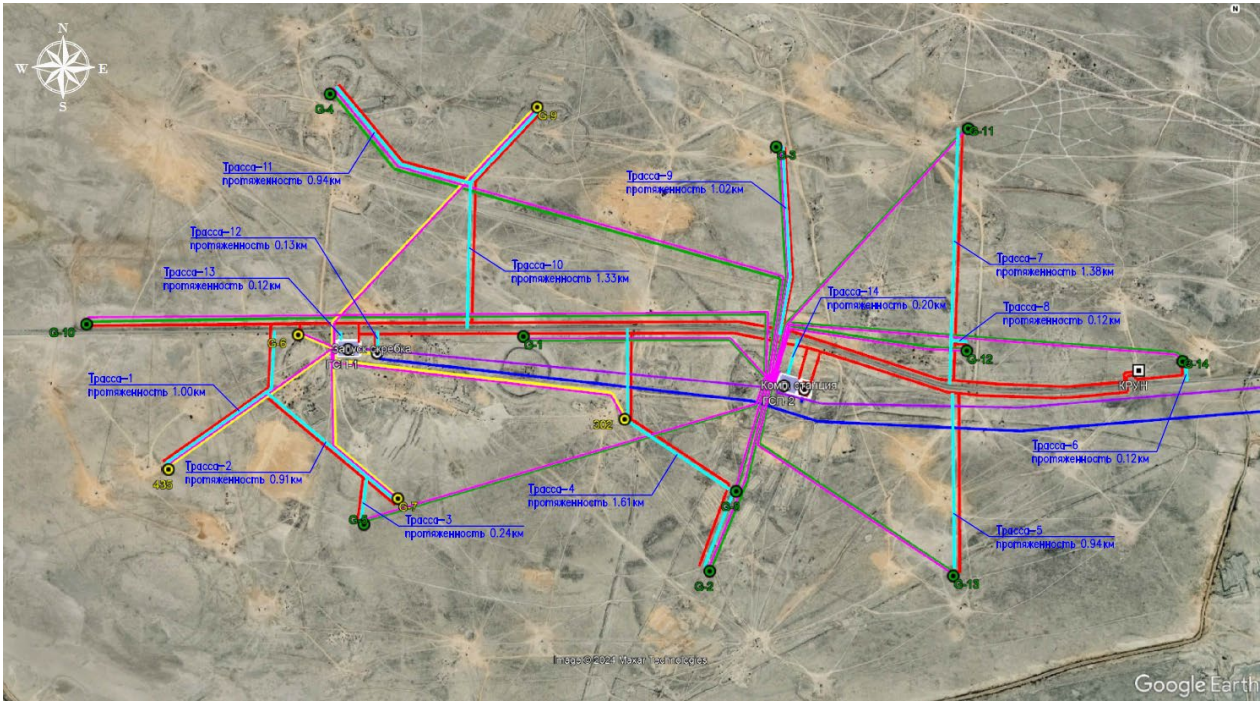
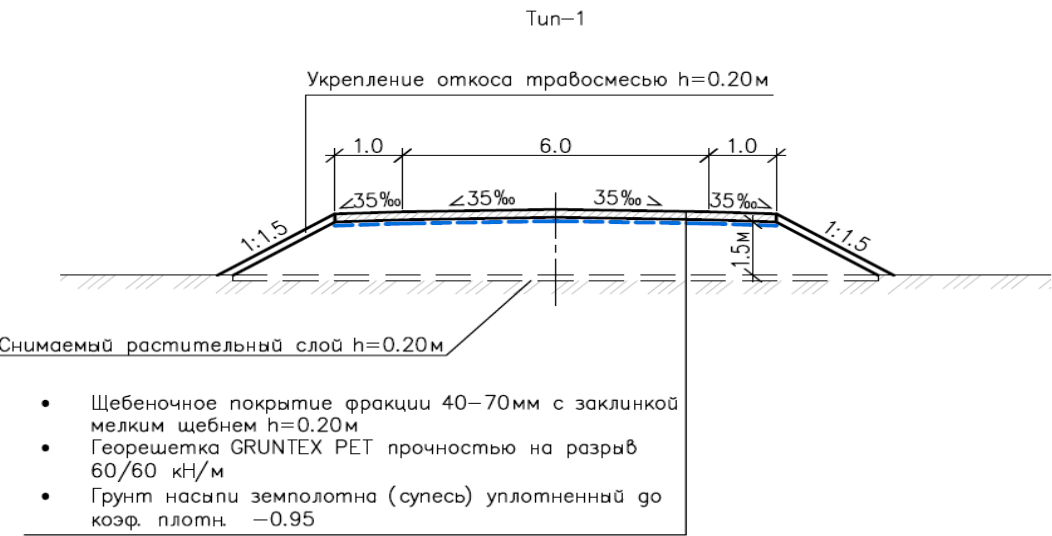


Рис. 1. План автомобильных дорог месторождения 3.Прорва.

Внутриплощадочная дорога запроектирована по Тип-1:



Инв. № подл.		Подпись и дата		Инв. № подл.		0208-1006276/2024/1/80-01-01-АД	Лист
							133
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Основные технические параметры подъездных дорог при расчетной скорости 30 км/ч

Основные технические параметры подъездных дорог при расчетной скорости 30 км/ч			
№	Наименование параметров	Нормативы	
		СП РК 3.03–122–2013 «Промышленный транспорт»	По проекту
1	Категория дороги	IV–B	IV–B
2	Строительная длина, (км)		12.7
	Трасса–1		1.00
	Трасса–2		0.91
	Трасса–3		0.24
	Трасса–4		1.61
	Трасса–5		0.94
	Трасса–6		0.12
	Трасса–7	–	1.38
	Трасса–8		0.12
	Трасса–9		1.02
	Трасса–10		1.33
	Трасса–11		0.94
	Трасса–12		0.13
	Трасса–13		0.12
	Трасса–14		0.20
3	Расчетная скорость движения, (км/час)	30	30
4	Число полос движения, (шт)	2	2
5	Ширина проезжей части, (м)	4.5–6.5	6.0
6	Ширина дорожной одежды, (м)	4.5–6.5	8.0
7	Ширина обочин	1.0	1.0
8	Тип дорожной одежды	переходный, облегченный, низший	переходный
9	Вид покрытия	ПГС, асфальтобетон, щебень	щебень
10	Поперечный уклон проезжей части, (%)	30–35	35
11	Поперечный уклон обочин (%)	35–50	35

Выбор технических параметров автомобильных дорог выполнен на основании расчетов, в соответствии с: СН РК 3.03-01-2013 "Автомобильные дороги", СП РК 3.03-101-2013 "Автомобильные дороги" (с изменениями и дополнениями от 25.02.2019 г.); СН РК 3.03-22-2013 "Промышленный транспорт"; СП РК 3.03-122-2013 "Промышленный транспорт"; СТ РК 1412-2017 "Технические средства регулирования дорожного движения. Правила применения"; СТ РК 2607-2015 "Технические средства организации движения в местах производства дорожных работ".

По дорогам предусматривается выполнять перевозку оборудования, вспомогательных и хозяйственных грузов, обеспечивать проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин во время эксплуатации.

Расчетная скорость движения транспортных средств, для проектирования элементов плана, продольного и поперечного профилей подъездных дорог принята 30 км/час.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АД	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		134

которых требуется обеспечение круглогодичного транспортного доступа. В связи с этим возникает необходимость строительства новой автодороги до проектируемой площадки.

Для повышения достоверности объёмов и стоимости строительства автодороги, в состав ТЭО включены проектные решения и объёмы из ранее разработанного проекта, прошедшего государственную экспертизу «Строительство газопровода товарного газа УКПГ Прорва от ГСП «Толкын» до магистрального газопровода системы АО «Интергаз Центральная Азия» №01-0107/24 от 12.03.2024 года (положительное). Указанный проект аналогичен по техническим и эксплуатационным характеристикам, трассировка и условия строительства сопоставимы. Таким образом, использование уже проверенных проектных данных позволяет обоснованно оценить затраты на строительство АД в текущем проекте.

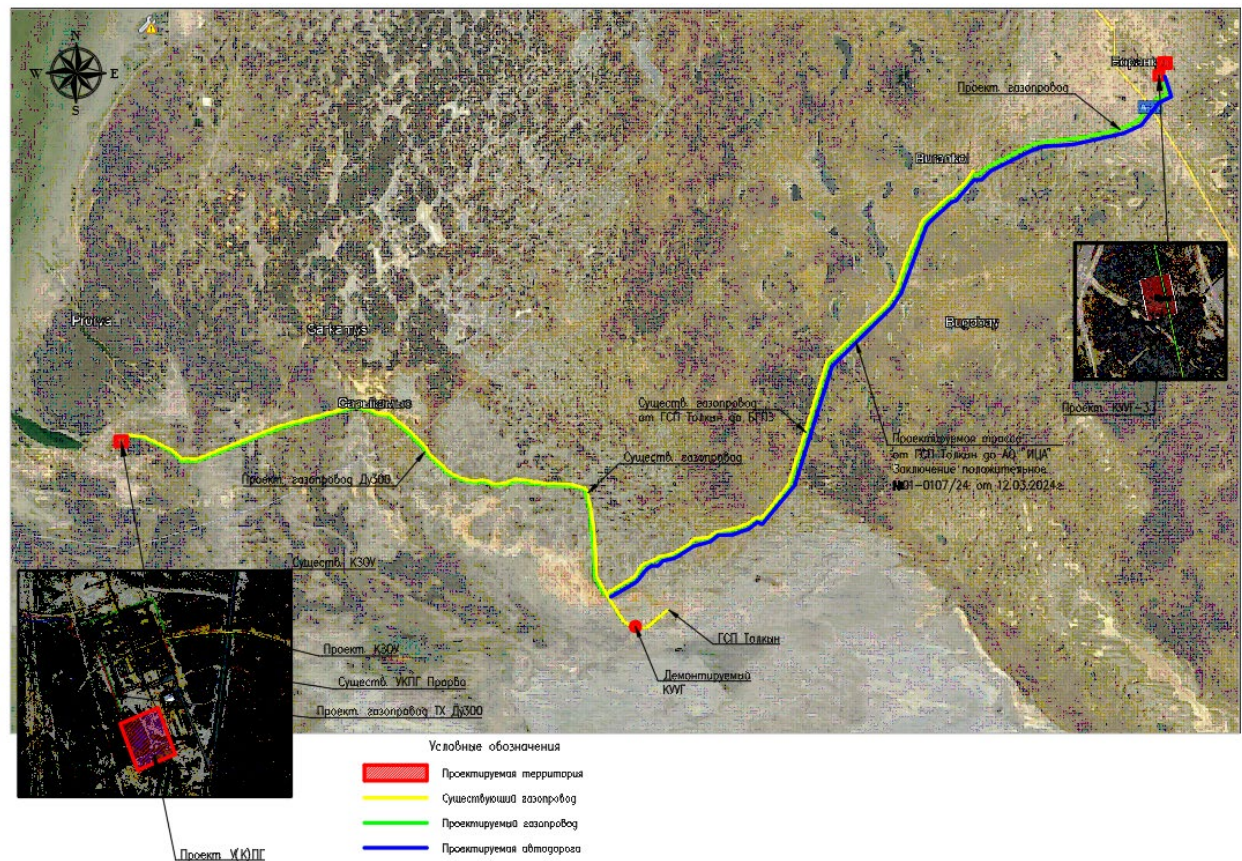


Рис. 2. Обзорная карта М 1:10000. Вариант 1 и 2

В рамках Варианта - 3 предполагается строительство системы сбора и осушки газа на площадке установки осушки газа (УОГ), без сооружения установки подготовки газа (УПГ или УКПГ). После осушки, газ направляется по промысловому/магистральному газопроводу до газосборного пункта (ГСП) «Толкын» с последующей транспортировкой до Боранкольского газоперерабатывающего завода (ГПЗ).

Инв. № подл.						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1/80-01-01-АД
						Лист
						136

Проектируемый газопровод будет проложен с учётом существующей инфраструктуры, по максимально короткому и технологически обоснованному маршруту, без необходимости строительства новых автодорог. Для проведения строительно-монтажных работ планируется временный технологический проезд по территории, уже обслуживаемой существующими объектами. Постоянный автотранспортный доступ в данном варианте не требуется, что обеспечивает снижение капитальных затрат по сравнению с Вариантами 1 и 2.



Выбор технических параметров автомобильных дорог выполнен на основании расчетов, в соответствии с: СН РК 3.03-01-2013 "Автомобильные дороги", СП РК 3.03-101-2013 "Автомобильные дороги" (с изменениями и дополнениями от 25.02.2019 г.); СН РК 3.03-22-2013 "Промышленный транспорт"; СП РК 3.03-122-2013 "Промышленный транспорт"; СТ РК 1412-2017 "Технические средства регулирования дорожного движения. Правила применения"; СТ РК 2607-2015 "Технические средства организации движения в местах производства дорожных работ".

По дорогам предусматривается выполнять перевозку оборудования, вспомогательных и хозяйственных грузов, обеспечивать проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин во время эксплуатации.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АД	Лист	
											138
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Инв.№ подл.		Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов					0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова						ТЭО	139	54
	ГИП	Фавицкая						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов								
Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва										

5.1 Введение

Раздел «Архитектурно-строительные решения» разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 03.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбаунайгаз».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбаунайгаз»;

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу приняты нормативные документы РК.

Принятые объемно-планировочные и конструктивные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

В архитектурно-строительной части проекта запроектированы следующие здания и сооружения:

5.2 Система сбора скважинной продукции

- Площадка газосборного пункта 1 и 2
- Площадка манифольда
- Площадка трехфазного сепаратора
- Площадка блока реагентов
- Площадка дренажной емкости V=5м3
- Площадка емкости для воды V=10м3
- Здание компрессорная
- Площадка АВО компрессоров товарного газа
- Опоры под внутриплощадочные трубопроводы

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС		Лист
											140
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- Операторная
- Здание КПП
- Кабельная эстакада
- Площадка под ДЭС
- Фундамент под КТПН
- Фундамент под ВМО-16
- Фундамент под ЩЭУ
- Здание ЩУЗ
- Уборная на 2 очка
- Площадка факельного сепаратора
- Факельная установка
- Переход через обвалование Пм-1
- Площадка блока розжига

Площадка манифольда

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 10.0х6.0м для ГПС-1 и размеры в плане 15.0х8.0м для ГПС-2. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка трехфазных сепараторов

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 17.5х6.3м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5,

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		141

по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка блока реагентов

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 5.4х4.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка дренажной емкости V=5м3

Емкость дренажная представляет собой стальной цилиндрический горизонтальный резервуар емкостью 5 м³ полной заводской готовности. Под емкостью выполнен фундамент из бетона класса С16/20, на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием. Емкость крепится к фундаменту болтами и хомутами из прокатной листовой стали. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка,

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											142
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

пропитанная битумом, толщиной 100 мм по тщательно утрамбованному основанию. Антикоррозионная защита наружных поверхностей резервуара выполняется битумно-минеральным покрытием. На поверхности земли (над дренажной емкостью) устраивается бетонная площадка с размерами в плане 4,0х2,5м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадка емкости для воды V=10м3

Емкость дренажная представляет собой стальной цилиндрический горизонтальный резервуар емкостью 10 м³ полной заводской готовности. Под емкостью выполнен фундамент из бетона класса С16/20, на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием. Емкость крепится к фундаменту болтами и хомутами из прокатной листовой стали. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм по тщательно утрамбованному основанию. Антикоррозионная защита наружных поверхностей резервуара выполняется битумно-минеральным покрытием. На поверхности земли (над емкостью) устраивается бетонная площадка с размерами в плане 5,6х3,2м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Здание компрессорная

Здание компрессорная прямоугольное, с габаритными размерами в осях 12,0х18,0м. Высота здания до свеса 10.34м. По периметру здания выполнена бетонная отмостка шириной 1,0м.

Категория производства - А.

Степень огнестойкости здания II.

Уровень ответственности здания – II.

Здание компрессорная одноэтажное, однопролетное, прямоугольное в плане с подвесным эл. краном г/п 3.2т.

Здание компрессорная-каркасное с рамно-связевой схемой, монтируется на строительной площадке.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							143
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Основными несущими конструкциями являются металлические балки, прогоны и колонны из металлопроката. Для создания продольной жесткости каркаса установлены связи по колоннам, нижнему поясу балок и по торцам здания.

Наружные ограждающие конструкции зданий- стеновые и кровельные панели выполнены из панелей типа «Сэндвич». Панель с минераловатным утеплителем из базальтового волокна. Толщина утеплителя для стеновых панелей 150мм, для кровельных – 150мм. По периметру зданий, под стеновые панели, предусмотрена монолитная железобетонная фундаментная балка, выполняемая вместе с полом. Цоколь выполняется из бетона кл. С12/15 по водонепроницаемости W6 с армированием.

Фундаменты под здание запроектированы столбчатого типа из монолитного железобетона, бетон кл. С16/20, арматура кл. АIII.

Фундаменты под оборудование запроектированы массивными из монолитного железобетона, бетон кл. С20/25, арматура кл. АIII.

Полы в здании из монолитного железобетона, бетон кл. С12/15, арматура кл. АIII.
Бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75.

Под все фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100 мм.

Для обслуживания технологического оборудования в здании компрессорной товарного газа, предусмотрены площадки обслуживания и переходные мостики, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0,1

Площадка АВО компрессоров товарного газа
Площадка АВО компрессоров товарного газа- открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 13.0х6.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12,5 по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91 и отмосткой шириной 1.0м из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С8/10, по водонепроницаемости W6, по слою щебня, пропитанного битумом толщиной 80-150мм.

Опоры под внутриплощадочные трубопроводы
Под внутриплощадочные трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки с16/20, по водонепроницаемости W6. Под опоры

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
										144
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Здание операторной

Размер площадки под здание операторной в осях 6,0х26,4м.

Здание операторной – блочное полной заводской готовности. Основание под блочное здание операторной - монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг здание операторной предусмотрена бетонная отмостка из бетона С12/15 шириной 1,0м. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с армированием. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с армированием.

Здание КПП

Размер площадки под здание КПП в осях 6,0х4,8м.

Здание КПП – блочное полной заводской готовности. Основание под блочное здание КПП - монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг здание КПП предусмотрена бетонная отмостка из бетона С8/10 шириной 1,0м. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с армированием.

Кабельная эстакада

Кабельная эстакада представляет собой протяженное линейное сооружение. Под стойки кабельной эстакады предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки и балки эстакады приняты из металлического профиля.

Площадка под ДЭС

Размер ДЭС в осях 2,3х4,5м. ДЭС – блок полной заводской готовности. ДЭС устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 3-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Вокруг ДЭС предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							145
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Фундамент под КТПН

Размер КТПН в осях 1,9 х 2,1м. Под установку КТПН приняты сборные бетонные блоки ФБС по ГОСТ 13579-2018. Под фундаментные блоки выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм. Боковые поверхности сборных бетонных блоков, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Фундамент под ВМО-16

Под высоко мачтовую опору ВМО-16 высотой 20.0 м предусмотрен железобетонный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W8, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Фундамент под ЩУЭ

Под ЩУЭ предусмотрен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки конструкций приняты из металлического профиля.

Здание ЩУЗ

Здание ЩУЗ – с размерами в осях 5,9 х 2,3м, одноэтажное, однопролетное, прямоугольное в плане. Здание каркасное.

Основными несущими конструкциями являются металлические колонны, прогоны и балки из металлопроката.

Ограждающие конструкции – стеновые панели типа «Сэндвич» толщиной 100мм.

Фундаменты - столбчатые монолитные железобетонные фундаменты из с/с бетона кл. С16/20, W6, F75, с армированием. Под все фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100 мм. Боковые поверхности, фундаментов соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Вокруг здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Несущие конструкции должны быть окрашены универсальным огнезащитным антикоррозионным покрытием.

Кровля – плоская, односкатная, панель «Сэндвич» толщиной 100мм.

Полы выполнены из монолитного бетона класса С16/20, W6, толщиной 150 мм. Под полами выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм.

Уборная на 2 очка

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							146
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Уборная на 2 очка состоит из выгребной ямы из бетона и самой уборной камня-ракушечника М35 на цементно-песчаном растворе М50 толщиной 190мм и вентиляционной трубой. Вокруг уборной, предусмотрена бетонная отмостка шириной 0.5м.

Площадка факельного сепаратора

Площадка факельных сепараторов имеет размеры в плане 13.0х4.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания приняты по серии 1.450.3-7.94 в 0-1. Стойки, прогоны площадки обслуживания из металлопроката.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций. Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки из металлопроката.

Факельная установка

Под факельную установку высотой 35,0 м предусмотрен железобетонный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6, по щебеночной подготовке с пропиткой битумом толщиной 100мм. Факельная установка для равновесия от ветровой нагрузки притянута в трех точках оттяжками, закрепленными посредством арматуры к бетонным оттяжкам на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6, по щебеночной подготовке с пропиткой битумом толщиной 100мм. Вокруг факельной установки предусмотрено грунтовое обвалование. Под технологические трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Стойки из металлопроката. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Переход через обвалование Пм-1

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Вокруг факельной установки предусмотрено грунтовое обвалование. Для доступа к факельной установке предусмотрено переходы через обвалование. Фундаменты предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки, лестницы, площадка и ограждение приняты из металлического профиля.

Площадка блока розжига

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 6.0х2.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

5.3 Площадка камеры запуска и приема скребка

- Площадка камеры запуска и приема скребка
- Свеча продувочная Ø80 мм
- Площадка дренажной емкости V=16м3
- Опоры под внутриплощадочные трубопроводы
- Площадка ПКУ
- Кабельная эстакада
- Фундамент под КТПН
- Фундамент под ВМО-16
- Фундамент под ЩЭУ

Площадка камеры запуска и приема

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 16.0х6.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							148
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка прямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Под бетонные опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Свеча продувочная Ø80 мм

Фундамент под свеча продувочная монолитные железобетонные из с/с бетона кл.С16/20, W6, F75 с армированием. Под фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов и конструкций, соприкасающихся с грунтом обмазать мастикой БЛК в 2 слоя.

Площадка дренажной емкости V=16м3

Емкость дренажная представляет собой стальной цилиндрический горизонтальный резервуар емкостью 16,0 м³ полной заводской готовности. Под емкостью выполнен фундамент из бетона класса С16/20, на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Емкость крепится к фундаменту болтами и хомутами из прокатной листовой стали. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм по тщательно утрамбованному основанию. Антикоррозионная защита наружных поверхностей резервуара выполняется битумно-минеральным покрытием. На поверхности земли (над дренажной емкостью) устраивается бетонная площадка с размерами в плане 4,0х6,0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки В20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка прямка выполнена из металлоконструкций.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-АС	Лист
										149
Инв. № подл.			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Опоры под внутриплощадочные трубопроводы

Под внутриплощадочные трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки с16/20, по водонепроницаемости W6. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Площадка ПКУ

Размер площадки под блок-бокс ПКУ в осях 2.4х2.4м. ПКУ– блок полной заводской готовности. Блок-бокс ПКУ устанавливается на дорожные плиты 2П30.18 в количестве 2-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Вокруг блок-бокс ПКУ предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м, выполнены из монолитного бетона класса С12/15 толщиной 40мм. Под бетонную отмостку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Кабельная эстакада

Кабельная эстакада представляет собой протяженное линейное сооружение. Под стойки кабельной эстакады предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Стойки и балки эстакады приняты из металлического профиля.

Фундамент под КТПН

Размер КТПН в осях 1,9 х 2,1м. Под установку КТПН приняты сборные бетонные блоки ФБС по ГОСТ 13579-2018. Под фундаментные блоки выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм. Боковые поверхности сборных бетонных блоков, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Фундамент под ВМО-16

Под высоко мачтовую опору ВМО-16 высотой 20.0 м предусмотрен железобетонный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Фундамент под ЩУЭ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
										150
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

Под ЩУЭ предусмотрен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки конструкций приняты из металлического профиля.

5.4 Обустройства устьев скважин

- Площадка приустьевая
- Приустьевой приямок Пм-1
- Площадка под ремонтный агрегат
- Площадка для труб
- Фундамент под якоря оттяжек
- Опоры под внутриплощадочные трубопроводы
- Фундамент под блок управления скважиной
- Площадка блока реагентов БР
- Кабельная эстакада
- Фундамент под КТПН
- Площадка под КТП
- Расширение существующей КРУН
- Фундамент под ЯКНО
- Горизонтальная факельная установка

Площадка приустьевая

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 6.3х4.2м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							151
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Приустьевой приямок Пм-1

Приустьевой приямок Пм-1 прямоугольная, имеет размеры в плане 1.1х3.5м. Приямок выполняются из монолитного железобетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6 с армированием. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Под приямок предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Покрытия приямка приняты из металлического профиля.

Площадка под ремонтный агрегат

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 12.0х4.0м. Покрытие площадки из аэродромных плит ПАГ-14, толщиной 140мм. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня толщиной 150мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. Вокруг площадки предусмотрена щебеночная отмостка шириной 1.0м.

Площадка для труб

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 14.0х14.0м. В основании рабочей площадки предусматривается подготовки из щебня толщиной 150мм. По периметру площадка ограничена бортовым камнем. Вокруг площадки предусмотрена щебеночная отмостка шириной 1.0м.

Фундамент под якоря оттяжек

Для равновесия от ветровой нагрузки притянута в четырёх точках якоря оттяжки. Фундамент под якоря оттяжек монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Опоры под внутриплощадочные трубопроводы

Под внутриплощадочные трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки с16/20, по водонепроницаемости W6. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Фундамент под блок управления скважиной

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											152
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Площадка блока реагентов БР

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 8.5х5.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Кабельная эстакада

Кабельная эстакада представляет собой протяженное линейное сооружение. Под стойки кабельной эстакады предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки и балки эстакады приняты из металлического профиля.

Фундамент под КТПН

Размер КТПН в осях 1,9 х 2,1м. Под установку КТПН приняты сборные бетонные блоки ФБС по ГОСТ 13579-2018. Под фундаментные блоки выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм. Боковые поверхности сборных бетонных блоков, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Площадка под КТП

Под стойки площадки КТП предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки и прогоны приняты из металлического профиля.

Расширение существующей КРУН

Размер площадки фундамент 1.0х3.25м. Фундамент из бетона кл. С20/25 на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, армированный. Под фундамент выполняется бетонная подготовка из бетона кл. С8/10 и под бетонную подготовку предусматривается щебеночная подготовка пропитанная битумом толщиной 100мм.

Фундамент под ЯКНО

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
										153
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Размер ЯКНО в осях 3,0х2,2м. ЯКНО–блок полной заводской готовности. ЯКНО устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 2-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Разрывы между плитами заполняются щебнем толщиной 150мм.

Вокруг ЯКНО предусмотрено ограждение размерами в плане 5,0х4,0м. Ограждение и калитка принято по серии 3.017-3 вып.2 и 5. Стойки ограждения из металлической трубы. Под стойки предусматривается монолитный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, по водонепроницаемости W6. Под фундаментом предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Горизанотальная факельная установка

Под горизонтальную факельную установку предусмотрен фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6, по щебеночной подготовке с пропиткой битумом толщиной 100мм. Вокруг горизонтальной факельной установки предусмотрено грунтовое обвалование. Под технологические трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Стойки из металлопроката. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

5.5 Установка подготовки газа/Установка комплексной подготовки газа/Установка осушки газа

Наименование площадки	УПГ	УКПГ	УОГ
Площадка входного сепаратора	+	+	+
Площадка узла учета газа	+	+	+
Площадка факельного сепаратора	+	+	+
Факельная установка	+	+	+
Переход через обвалование Пм-1	+	+	+
Площадка блока розжига	+	+	+
Площадка дренажной емкости V-8м3	+	+	+
Площадка камеры приема очистного устройства	+	+	+
Площадка дренажной емкости V-63м3	+	+	+
Площадка подогрева теплоносителя	+	+	+
Площадка блока установки получения азота и воздуха КИП	+	+	+
Площадка наливного стояка	+	+	+

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Компрессорная установка N2	+		
Площадка КГС V-200м3	+		
Площадка теплообменников E-0102/0103/0104	+		
Площадка стабилизации конденсата и откачки КГС	+		
Площадка блока адсорбционный осушки	+		
Площадка пропановой холодильной установки	+		
Площадка холодного сепаратора	+		
Площадка низкотемпературного сепаратора	+		
Площадка блока адсорбционный осушки		+	
Площадка многопоточного теплообменника		+	
Площадка пропановой холодильной установки		+	
Площадка низкотемпературного сепаратора		+	
Площадка турбодетандер		+	
Площадка холодного сепаратора		+	
Площадка теплообменников E-0201/0202		+	
Площадка блока дезаннизатора		+	
Площадка блока дебутанизатора		+	
Площадка компрессорной установки		+	
Площадка насосной для КГС и СУГ		+	
Площадка временного хранения КГС		+	
Площадка емкости хранения СУГ		+	
Площадка теплообменника E-0101			+
Площадка теплообменника E-0102/0103			+
Площадка дожимной компрессорной газа			+
Площадка стабилизации конденсата и откачки СГК			+
Площадка осушки газа и регенерации ТЭГ			+
Площадка блочное насосное и блока дозирования ТЭГ			+
Площадка резервуаров хранения СГК			+
Площадка буферный емкости	+	+	
Склад ГСМ	+	+	+
Склад хим. реагентов	+	+	+
Административное здание	+	+	+
Операторная	+	+	+
Здание КПП	+	+	+

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							0208-1006276/2024/1//80-01-01-AC	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			155

Здание ПРУ	+	+	+
Модульная химическая лаборатория	+	+	
Насосная станция пожаротушения	+	+	+
Площадка РВС-2000м3	+	+	+
Котельная БМК	+	+	+
Колодцы К-1, К-2, К-3	+	+	+
Указатель пожарного гидранта	+	+	+
Фундамент под лафетный ствол	+	+	+
Стойки для ГПС-600/ГПС-200	+	+	+
Фундамент под БМЗ БРП-6кВ	+	+	+
Фундамент под БМЗ КТПБ-2000-6/0,4кВ	+	+	+
Площадка под ДЭС	+	+	+
Фундамент под ВМО-20	+	+	+
Кабельная эстакада	+	+	+
Фундамент под ЩУЭ	+	+	+

Площадка входного сепаратора

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 12.0х15.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							156
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка блока адсорбционный осушки

Площадка открытая прямоугольная. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка многопоточного теплообменника

Площадка многопоточного теплообменника имеет размеры в плане 7.5х5.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											157
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка пропановой холодильной установки

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 21.3х22.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка низкотемпературного сепаратора

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 13.0х7.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											158
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка турбодетандер

Площадка турбодетандер имеет размеры в плане 8.0х13.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка холодного сепаратора

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 4.5х3.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-АС	Лист
										159
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Площадка теплообменников Е-0201/0202

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 8.0х5.5м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка блока деэтанизатора

Площадка деэтанизатора имеет размеры в плане 10.8х7.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							160
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка блока дебутизатора

Площадка дебутизатора имеет размеры в плане 24.0х35.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка компрессорной установки

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 18.0х20.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											161
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка насосной для КГС и СУГ

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 6.5х6.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка временного хранения КГС

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 20.0х29.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-АС	Лист
							162
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка емкости хранения СУГ

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 29.0х39.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Компрессорная установка N1 и теплообменник

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 25.0х20.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											163
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Компрессорная установка N2

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 18.0х20.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка теплообменников E-0101

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 8.0х5.5м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											164
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка теплообменника Е-0102/0103

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 8.0х10.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка дожимной компрессорной газа

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 10.0х13.5м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				165

предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка стабилизации конденсата и откачки СГК

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 21.0х10.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка осушки газа и регенерации ТЭГ

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 20.0х20.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
										166
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка блочное насосное и блока дозирования ТЭГ

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 15.0х18.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка резервуаров хранения СГК

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 20.0х29.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
										167
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка узла учета газа

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 10.0х10.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Площадка камеры приема очистного устройства

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 16.0х6.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-АС	Лист
										168
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Боковые поверхности опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Под бетонные опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка наливного стояка

Площадка наливного стояка имеет размеры в плане 6.2х2.8м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под авто наливной стояк - монолитная железобетонная плита, толщиной 400мм из бетона марки С16/20 на сульфатостойком портландцементе, по водонепроницаемости W6, с армированием сетками из арматуры кл.АIII. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Площадка дренажной емкости V-63м3

Емкость дренажная представляет собой стальной цилиндрический горизонтальный резервуар емкостью 63,0 м³ полной заводской готовности. Под емкостью выполнен фундамент из бетона класса С16/20, на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием. Емкость крепится к фундаменту болтами и хомутами из прокатной листовой стали. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм по тщательно утрамбованному основанию. Антикоррозионная защита наружных поверхностей резервуара выполняется битумно-минеральным покрытием. На поверхности земли (над дренажной емкостью) устраивается

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
										169
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата	

бетонная площадка с размерами в плане 14,0х12,0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций. Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка факельного сепаратора

Площадка факельных сепараторов имеет размеры в плане 13.0х4.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундамент под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания приняты по серии 1.450.3-7.94 в 0-1. Стойки, прогоны площадки обслуживания из металлопроката.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций. Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки из металлопроката.

Факельная установка

Под факельную установку высотой 35,0 м предусмотрен железобетонный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6, по щебеночной подготовке с пропиткой битумом толщиной 100мм. Факельная установка для равновесия от ветровой нагрузки притянута в трех точках оттяжками, закрепленными посредством арматуры к бетонным оттяжкам на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6, по щебеночной подготовке с пропиткой битумом

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							170
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

толщиной 100мм. Вокруг факельной установки предусмотрено грунтовое обвалование. Под технологические трубопроводы предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Стойки из металлопроката. Под опоры предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Переход через обвалование Пм-1

Вокруг факельной установки предусмотрено грунтовое обвалование. Для доступа к факельной установке предусмотрено переходы через обвалование. Фундаменты предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки, лестницы, площадка и ограждение приняты из металлического профиля.

Площадка дренажной емкости V-8м3

Емкость дренажная представляет собой стальной цилиндрический горизонтальный резервуар емкостью 8,0 м³ полной заводской готовности. Под емкостью выполнен фундамент из бетона класса С16/20, на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием. Емкость крепится к фундаменту болтами и хомутами из прокатной листовой стали. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм по тщательно утрамбованному основанию. Антикоррозионная защита наружных поверхностей резервуара выполняется битумно-минеральным покрытием. На поверхности земли (над дренажной емкостью) устраивается бетонная площадка с размерами в плане 3,8х3,8м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций. Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка блока розжига

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 6.0х2.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5,

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки C16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка КГС V-200м3

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 20.0х29.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки C12/15, C10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки C20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки C16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки C16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка теплообменников Е-0102/0103/0104

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 8.0х5.5м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки C12/15, C10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки C20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		172

предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Склад ГСМ

Склад ГСМ прямоугольное, с габаритными размерами в осях 12,0х30,0м. Высота здания до свеса 7.5м. По периметру склада выполнена бетонная отмостка шириной 1,0м.

Склад ГСМ каркасное с рамно-связевой схемой, монтируется на строительной площадке.

Основными несущими конструкциями являются металлические балки, прогоны и колонны из металлопроката. Для создания продольной жесткости каркаса установлены связи по колоннам, нижнему поясу балок и по торцам здания.

Наружные ограждающие конструкции зданий- стеновые и кровельные панели выполнены из панелей типа «Сэндвич». Панель с минераловатным утеплителем из базальтового волокна. Толщина утеплителя для стеновых панелей 100мм, для кровельных – 100мм. По периметру зданий, под стеновые панели, предусмотрена монолитная железобетонная фундаментная балка, выполняемая вместе с полом. Цоколь выполняется из бетона кл. С12/15 по водонепроницаемости W6 с армированием.

Фундаменты под здание запроектированы столбчатого типа из монолитного железобетона, бетон кл. С16/20, арматура кл. АIII.

Полы в здании из монолитного железобетона, бетон кл. С12/15, арматура кл. АIII.

Бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

Под все фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100 мм.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											173
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Склад хим. реагентов

Склад хим. реагентов прямоугольное, с габаритными размерами в осях 12,0х18,0м. Высота склада до свеса 7.5м. По периметру здания выполнена бетонная отмостка шириной 1,0м.

Склад хим. реагентов каркасное с рамно-связевой схемой, монтируется на строительной площадке.

Основными несущими конструкциями являются металлические балки, прогоны и колонны из металлопроката. Для создания продольной жесткости каркаса установлены связи по колоннам, нижнему поясу балок и по торцам здания.

Наружные ограждающие конструкции зданий- стеновые и кровельные панели выполнены из панелей типа «Сэндвич». Панель с минераловатным утеплителем из базальтового волокна. Толщина утеплителя для стеновых панелей 100мм, для кровельных – 100мм. По периметру зданий, под стеновые панели, предусмотрена монолитная железобетонная фундаментная балка, выполняемая вместе с полом. Цоколь выполняется из бетона кл. С12/15 по водонепроницаемости W6 с армированием.

Фундаменты под здание запроектированы столбчатого типа из монолитного железобетона, бетон кл. С16/20, арматура кл. АIII.

Полы в здании из монолитного железобетона, бетон кл. С12/15, арматура кл. АIII.

Бетон на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

Под все фундаменты выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100 мм.

Площадка подогрева теплоносителя

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 14.0х5.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист 174
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приемка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка блока установки получения азота и воздуха КИП

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 16.0х9.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка стабилизации конденсата и откачки КГС

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 21.0х10.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							175
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка блока адсорбционный осушки

Площадка открытая прямоугольная. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка пропановой холодильный установки

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 21.3х22.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							176
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка холодного сепаратора

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 4.5х3.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Площадка низкотемпературного сепаратора

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 13.0х7.0м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5,

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											177
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Стойки приняты из металлического профиля.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка буферной емкости

Площадка открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 8.0х4.5м. Покрытие площадки бетонное из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, С10/12.5, по водонепроницаемости W6. Под бетонную площадку предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под площадку является тщательно уплотненный грунт. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Фундаменты под оборудование монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

На площадке предусмотрен уклон из цементной стяжки и бетонный приямок для стока дождевых вод. Приямок выполнен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Обвязка приямка выполнена из металлоконструкций.

Под технологические трубопроводы на площадке предусмотрены опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											178
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Административное здание

Здание прямоугольное, двухэтажное с размерами в осях 45.4х14.7м. Высота здания 8.47м. Здание предусмотрены следующие помещения - кабинеты начальников, мастеров, учебный класс, тепловой узел, электрощитовая, операторная, узел связи, помещение уборочного инвентаря, кладовая, душевые, раздевалка, сушилка, сан. узлы.

Наружные стены производственного здания несущие, выполнены из ракушечблока, толщиной 390мм, утепленные минплитой толщиной 80 мм и отделаны металлическим сайдингом. Внутренние несущие стены выполнены из ракушечблока, толщиной 390мм., перегородки из керамического кирпича, толщиной 120мм.

Фундаменты под здание ленточные, выполненные из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F15, армированы сварной сеткой из арматуры класса АIII. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под фундамент является тщательно уплотненный грунт. По верху фундамента горизонтальная гидроизоляция – 2 слоя рубероида на битумной мастике, поверхностная гидроизоляция - слой битумной мастики. Покрытие и перекрытие выполнено из железобетонных плит марки 1ПК63.10, 1ПК63.12, 1ПК63.15, 1ПК24.12, 1ПК24.15 по ГОСТу 26434-2015. Здание имеет чердачную холодную крышу. Кровля здания двухскатная, с деревянными конструкциями и покрытием из профнастила по деревянным стропилам и обрешетке.

Заполнение оконных проемов выполнено из металлопластикового профиля белого цвета.

Над наружными дверями предусмотрены навесы из проф. листа и металлоконструкций. Бетонные крыльца выполнить из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1м из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С8/10, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, по слою щебня, пропитанного битумом толщиной 80-150мм.

Здание операторной

Здание операторной – блочное полной заводской готовности. Основание под блочное здание операторной - монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг здание операторной предусмотрена бетонная отмостка из бетона С12/15 шириной 1,0м. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											179
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

армированием. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с армированием.

Здание КПП

Размер площадки под здание КПП в осях 6,0х4,8м.

Здание КПП – блочное полной заводской готовности. Основание под блочное здание КПП - монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг здание КПП предусмотрена бетонная отмостка из бетона С8/10 шириной 1,0м. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с армированием.

Здание ПРУ

Здание противорадиационного укрытия частично заглубленного типа.
Объемно-планировочным решением помещений предусмотрена поточность технологического

Конструкция стен и фундаментов из сборных бетонных стеновых блоков для стен подвалов.
По перекрытию и вокруг стен выполняется обсыпка из местного грунта (супеси).
Для вытяжной и приточной вентиляции предусматривается 2 шахты и монолитный железобетонный канал, перекрываемый сборными железобетонными плитами.

Модульная химическая лаборатория

Блочно-модульное здание лабораторий в плане предоставляет собой прямоугольной формы с размерами в осях 12,0х11,2, одноэтажное высотой +2.800.
Блочно-модульное здание лабораторий имеет полное заводское изготовление и устанавливается на фундаментные блоки ГОСТ 13579-2018. Под подошвой блоков устраивается подготовка из щебня толщиной 100 мм, пропитанного битумом.

Здание лабораторий – полной заводской готовности.

Основание под блоки - фундаментные блоки ФБС в количестве 47-х шт, д ГОСТ ГОСТ 13579-2018. В основании ФБС предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Разрывы между блоками заполняются раствором марки М150.
Вокруг здания предусмотрена бетонная отмостка из бетона С12/15 шириной 1,0м. Во всех входах здания предусмотрены крыльцо.

Насосная станция пожаротушения

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							180
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Размер площадки под станцию пожаротушения в осях 15.0х6.0м. Станция водяного пожаротушения – блок полной заводской готовности. Фундаменты под станцию пожаротушения монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Вокруг станции пожаротушения предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Площадка РВС-2000м3

Резервуары для хранения запаса воды пожаротушения V=2000м3 предусматриваются в количестве – 2шт. Резервуар устанавливается на железобетонный монолитный кольцевой фундамент шириной 2,0 м из бетона кл. С16/20 на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, армированный. Под фундамент выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм. Основанием под фундамент и дно резервуара служит двухярусная грунтовая подушка.

Состав грунтовой подушки: ярус 1 – послойно уплотненная песчано-гравийная смесь с добавлением до 40% (по объему) глинистого грунта; ярус 2 – послойно уплотненная песчано-гравийная смесь.

Гидроизолирующий слой выполняется из супесчаного грунта влажностью не более 3%, перемешанного с вяжущим веществом (8-10%) от объема смеси. В качестве вяжущих веществ, применяются жидкие нефтяные битумы.

Для тепловой защиты корпуса резервуара использованы маты прошивные из минеральной ваты марки М-35 толщиной 80мм для кровли, марки М-35 толщиной 100мм для стенки по ГОСТ 21880-2011 в обшивке из стальных оцинкованных листов 0,7 - 1,0мм.

Вокруг резервуаров устраивается бетонная отмостка из бетона кл. С8/10 на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6.

Котельная БМК

Размер площадки под котельную в осях 10,0х9,0.

Котельная – блок полной заводской готовности. Основание под блочную котельную - монолитное железобетонное из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг котельной предусмотрена бетонная отмостка из бетона С12/15 шириной 1,0м.

Колодцы К-1, К-2, К-3

Колодцы монолитные прямоугольные, имеют размеры в плане 4.0х3.0м, 3.0х2.0м, 2.5х2.0м. Колодцы выполняются из монолитного железобетона на сульфатостойком

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							181
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под колодец предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Опорное кольцо принята по серии 3.900.1-14 вып.1. На опорное кольцо устанавливается люк чугунный тип "Л" по ГОСТ 3634-99. Боковые поверхности колодца и конструкций, соприкасающихся с грунтом обмазать мастикой БЛК в 2 слоя. Под технологические трубопроводы предусмотрено металлические опоры из двойного швеллера 10У и из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Указатель пожарного гидранта

Фундамент под пожарного гидранта монолитный железобетонный из с/с бетона кл. С12/15, W6, F100. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Фундамент под лафетный ствол

Фундамент под лафетный ствол монолитный железобетонный из с/с бетона кл. С12/15, W6, F100. Армирование фундамента выполнить сварными сетками из арматуры А(400). Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Стойки для ГПС-600/ГПС-200

Под стойки для ГПС-600/ГПС-200 предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности сборных бетонных блоков, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки приняты из металлического профиля.

Фундамент под БМЗ БРП-6кВ

Здание БРП представляет собой одноэтажное здание, прямоугольное в плане, с размерами 15.75х6.75м, полного заводского изготовления. Фундаменты монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм и бетонная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Здание БРП поднят над планировочной отметкой земли на 1.2 м. Для обслуживания предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Фундамент под БМЗ КТПБ-2000-6/0,4кВ

Инв. № подл.	Подпись и дата	подготовка толщиной 100мм и бетонная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Здание БРП поднят над планировочной отметкой земли на 1.2 м. Для обслуживания предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».					
		Фундамент под БМЗ КТПБ-2000-6/0,4кВ					
Инв. № подл.						Лист 182	
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата

Здание КТПБ представляет собой одноэтажное здание, прямоугольное в плане, с размерами 8.8х4.5м, полного заводского изготовления. Фундаменты монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм и бетонная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Здание КТПБ поднят над планировочной отметкой земли на 1.2 м. Для обслуживания предусмотрены площадки обслуживания, выполненные из просечно - вытяжного листа по ТУ 36.26.11-5-89. Ограждение площадок принято по серии 1.450.3-7.94 в.0, 1. Несущие конструкции – металлопрокат из стали С235 по ГОСТ 27772-2015 в соответствии с требованием СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Площадка под ДЭС

Размер ДЭС в осях 2,4х5,7м. ДЭС – блок полной заводской готовности. ДЭС устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 3-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Вокруг ДЭС предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Фундамент под ВМО-20

Размер ДЭС в осях 2,4х6,0м. ДЭС – блок полной заводской готовности. ДЭС устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 4-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Вокруг ДЭС предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Кабельная эстакада

Кабельная эстакада представляет собой протяженное линейное сооружение. Под стойки кабельной эстакады предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Стойки и балки эстакады приняты из металлического профиля.

Фундамент под ЩУЭ

Под ЩУЭ предусмотрен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки конструкций приняты из металлического профиля.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							183
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

5.6 Магистральный/промысловый газопровод после УП(К)Г/УОГ

- Площадка камеры запуска скребка Ду 300
- Площадка камеры приема скребка Ду 300
- Площадка узла охранного
- Свеча продувочная
- Площадка блока измерительных линий
- Площадка блока измерения качества
- Площадка подземной дренажной емкости V=8м3
- Площадка помещения охраны и операторной
- Площадка под ДЭС
- Фундамент под КТПН
- Фундамент под ВМО-16
- Кабельная эстакада
- Площадка под мусорной контейнер
- Уборная на 2 очка
- Фундамент под УКЗВ
- Фундамент под ЩУЭ
- Фундамент под ЯКНО
- Расширение существующей КРУН

Площадка камеры запуска скребка Ду 300

Площадка камеры приема открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 18.0х4.5м. Площадка монолитная, бетонная, толщиной 150мм. Для сбора проливов и атмосферных осадков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок. Площадка, приямок и опоры под трубопроводы изготавливаются из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком портландцементе марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100. В основании фундаментов и площадки выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100мм. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадка камеры приема скребка Ду 300

Площадка камеры приема открытая прямоугольная, имеет размеры в плане 14.0х4.0м. Площадка монолитная, бетонная, толщиной 150мм. Для сбора проливов и атмосферных осадков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок. Площадка, приямок и опоры под трубопроводы изготавливаются из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком портландцементе марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
										184
Инв. № подл.			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

F100. В основании фундаментов и площадки выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100мм. По периметру площадка ограничена бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадка узла крана охранного

Площадка узла крана охранного размерами в плане 4,0х5,0м. Состав площадки: отсыпка щебнем толщиной 150мм. Опоры под трубопровод выполнены из бетона кл. С12/15, на сульфатостойком портландцементе марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100. В основании фундаментов опор выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом до полного насыщения, толщиной 100мм.

Задвижка типового узла крана охранного опирается на сборную железобетонную плиту 1П18.15 по ГОСТ 21924.0-84. В основании площадки выполняется подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщ.100мм.

Ограждение запроектировано высотой 2,2м м из металлических сетчатых панелей по металлическим столбам по серии 3.017-3.

Свеча продувочная

Фундамент свечи продувочной находится на расстоянии 30м от площадки типового узла линейной арматуры. Фундамент выполняется из монолитного бетона кл. С12/15 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100. Размеры фундамента 750х750мм, высота 2550мм. В основании фундамента проектом предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100 мм.

Площадка блока измерительных линий

Площадка блока измерительных линий размерами в плане 3,5х13,8м. Модульное здание блока опирается на сборные железобетонные плиты 1П35.28 по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит выполняется подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщ.100мм.

Площадка блока измерения качества

Площадка блока измерения качества размерами в плане 3,0х5,6м. Модульное здание блока опирается на сборные железобетонные плиты 1П30.18 по ГОСТ 21924.0-84.

Крыльцо монолитное, бетонное, армированное сеткой по ГОСТ 23279-2012, изготавливается из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком портландцементе марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100. В основании плит и крыльца выполняется подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщ.100мм. Промежутки между плитами заполняются щебнем толщиной 150мм.

Площадка помещения охраны и операторной

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							185
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Площадка помещения охраны и операторной размерами в осях 3,0 х 12,0м. Здание помещения охраны и операторной представляет собой блок-бокс полного заводского изготовления. Фундаменты под блок-бокс монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

Вокруг операторной предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Площадка подземной дренажной емкости V=8м3

Площадка подземной дренажной емкости запроектирована прямоугольной формы, размерами в плане 4.0х5.0 м. Площадка монолитная бетонная кл. С12/15 толщиной 150мм армированная сетками по ГОСТ 23279-2012. Для сбора проливов и атмосферных осадков на площадке предусмотрен монолитный железобетонный приямок.

Технологические трубопроводы устанавливаются на опоры.

Площадка, приямок и фундаменты под опоры трубопроводов выполняются из монолитного бетона кл. С12/15 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

Металлическая емкость устанавливается подземно на дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84, марка плит 1П35.28, в количестве 2 шт. Дренажная емкость крепится к железобетонным плитам при помощи металлических бандажей.

В основании площадки и опор выполняется подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщ.100мм.

Площадка под ДЭС

Размер ДЭС в осях 2,5х3,0м. ДЭС– блок полной заводской готовности. ДЭС устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 2-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Разрывы между плитами заполняются щебнем толщиной 150мм. Вокруг ДЭС предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Фундамент под КТПН

Размер КТПН в осях 1,9х2,1м. КТПН–блок полной заводской готовности. КТПН устанавливается на ФБС Блоки ФБС 24.6.6-Т в количестве 2-х шт, из которых выполнено основание. Блоки ФБС по ГОСТ 13579-2018. В основании блоков ФБС предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Фундамент под ВМО-16

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							186
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Под высоко мачтовую опору ВМО-16 высотой 16.0 м предусмотрен железобетонный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С20/25, по водонепроницаемости W6, по щебеночной подготовке с пропиткой битумом толщиной 100мм с армированием.

Кабельная эстакада

Кабельная эстакада представляет собой протяженное линейное сооружение. Под стойки кабельной эстакады предусмотрены монолитные железобетонные столбчатые фундаменты из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75, с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Стойки и балки эстакады приняты из металлического профиля.

Площадка под мусорный контейнер

Площадка под мусорный контейнер размерами в плане 1,5х1,75м. Контейнер устанавливается на сборную железобетонная плиту 1П18.15 по ГОСТ 21924.0-84. В основании плиты выполняется подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 100мм.

Ограждение мусорного контейнера выполняется из камня-ракушечника на цементно-песчаном растворе М50 толщиной 190мм и высотой 1,5м от верха плиты.

Уборная на 2 очка

Уборная на 2 очка состоит из выгребной ямы из бетона и самой уборной камня-ракушечника М35 на цементно-песчаном растворе М50 толщиной 190мм и вентиляционной трубой. Вокруг уборной, предусмотрена бетонная отмостка шириной 0.5м.

Фундамент под УКЗВ

Размер УКЗВ в осях 1,2х1,5м. УКЗВ–блок полной заводской готовности. УКЗВ устанавливается на ФБС Блоки ФБС 12.6.6-Т в количестве 2-х шт, из которых выполнено основание. Блоки ФБС по ГОСТ 13579-2018. В основании блоков ФБС предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Вокруг УКЗВ предусмотрено ограждение размерами в плане 4,0х4,0м. Ограждение и калитка принято по серии 3.017-3 вып.2 и 5. Стойки ограждения из металлической трубы. Под стойки предусматривается монолитный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, по водонепроницаемости W6. Под фундаментом предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Фундамент под ЩУЭ

Под ЩУЭ предусмотрен из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Стойки конструкций приняты из металлического профиля.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							187
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Фундамент под ЯКНО

Размер ЯКНО в осях 3,0х2,2м. ЯКНО–блок полной заводской готовности. ЯКНО устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 2-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Разрывы между плитами заполняются щебнем толщиной 150мм.

Вокруг ЯКНО предусмотрено ограждение размерами в плане 5,0х4,0м. Ограждение и калитка принято по серии 3.017-3 вып.2 и 5. Стойки ограждения из металлической трубы. Под стойки предусматривается монолитный фундамент из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, по водонепроницаемости W6. Под фундаментом предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм пропитанная битумом.

Расширение существующей КРУН

Размер площадки фундамент 1.0х3.25м. Фундамент из бетона кл. С20/25 на сульфатостойком портландцементе по водонепроницаемости W6, армированный. Под фундамент выполняется бетонная подготовка из бетона кл. С8/10 и под бетонную подготовку предусматривается щебеночная подготовка пропитанная битумом толщиной 100мм.

5.7 Вахтовый городок.

- Общежития на 100 мест
- Столовая на 100 мест
- Котельная БМК
- Здание КПП
- Тепловая камера ТК-1
- Площадка под ДЭС
- Фундамент под КТПН

Общежития на 100 мест.

Здание общежитий на 100 мест прямоугольное с размерами в осях 63.1х43.4м, одноэтажное. Высота этажа от чистого пола до потолка 3,0 м.

В здании предусмотрены следующие помещения – номера на 2 чел., комната отдыха, тренажерная, котельная, помещение администрации и персонала, помещение уборочного инвентаря, кладовая, душевые, раздевалка, сушилка, сан. узлы.

Фундамент под стену - ленточные из сборных железобетонных блоков. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Основанием под фундамент является тщательно уплотненный грунт. По верху фундамента горизонтальная

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							188
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Наружные стены общежития здания несущие, выполнены из ракушечного блока, толщиной 390мм, утепленные минеральной ватой толщиной 50 мм и отделаны из керамического кирпича, толщиной 120мм. Внутренние несущие стены выполнены из ракушечного блока, толщиной 390мм., внутренние перегородки в коридоре из газоблока т.200мм, межкомнатные перегородки из газоблока т.150мм по ГОСТ 31360-2007.

Кровля - 4х-скатная, с организованным водостокам.

Над наружными дверями предусмотрены навесы из проф. листа и металлоконструкций. Бетонные крыльца выполнить из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С12/15, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75.

Столовая на 100 мест.

Объемно-планировочным решением помещений предусмотрена поточность технологического процесса, исключая встречные потоки сырья, полуфабрикатов и готовой продукции, использованной и чистой посуды, а также пересечение путей движения посетителей и персонала.

Фундамент под стены – ленточный из сборных железобетонных элементов фундаментных плит и фундаментных блоков.

Ограждающие конструкции: Наружные стены – выполнить из ракушечного блока толщиной 400 мм. С утеплителем минвата 80 мм. Перегородки приняты системы "KNAUF"

Инв. № подл.	Подпись и дата	с/с бетона кл. С20/25, W6, F100 с армированием арматурой класса А(400).						
		Фундамент под стены – ленточный из сборных железобетонных элементов фундаментных плит и фундаментных блоков.						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Под все фундаменты сборные и монолитные предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Горизонтальную гидроизоляцию выполнить из 2-х слоев изола.						
		Ограждающие конструкции: Наружные стены – выполнить из ракушешлока толщ.400мм. С утеплителем минвата 80 мм. Перегородки приняты системы "KNAUF"						
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
								189
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата

поэлементной системы сборки из гипсокартонных листов на металлическом каркасе толщиной 100 мм. Предел огнестойкости: EI 90. и из газобетонного блока 200мм плотностью Д400. Цоколь облицовать сплиттерной плиткой.

Колонна - монолитный железобетонный из бетона класса C20/25 W6, F75, с армированием арматурой класса А(400).

В столовой предусмотрено помещение технического подвала для подвода инженерных сетей.

Стены технического подвала из фундаментных блоков ФБС. Перекрытия выполнены из сборных железобетонных многопустотных плит по ГОСТ 26434-2015.

Ферма – из металлоконструкции. Для создания продольной жесткости каркаса установлены связи по нижнему и верхнему поясу ферм.

Металлоконструкции должны быть окрашены за 2 раза эмалью ХВ-124 ГОСТ 10144-89* по поверхности, огрунтованной ФЛ-03К ГОСТ 9109-81* и отвечать требованиям полной заводской готовности. Подготовку металлических поверхностей перед окрашиванием производить в соответствии с ГОСТ 9.402-2004. Поверхность металлоконструкций, подлежащих подготовке перед окрашиванием, не должна иметь заусенцев, острых кромок, сварных брызг и прожогов. Поверхность металлоконструкций должна иметь третью степень очистки от окислов.

Болтовые монтажные соединения - болты класса точности «В» класса прочности 5,6. Гайки болтов постоянного сечения должны быть закреплены от самоотвинчивания пружинной шайбой.

Кровля – из панели типа «Сэндвич», толщиной 150мм, с негорючим минераловатным утеплителем на базальтовой основе. С металлическим ограждением и с водосточными желобами.

Котельная БМК.

Размер площадки под котельную в осях 7,2х9,0.

Котельная – блок полной заводской готовности. Основание под блочную котельную - монолитное железобетонное из сульфатостойкого бетона кл. С16/20, по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F75 с армированием. Под фундаменты предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг котельной предусмотрена бетонная отмостка из бетона С12/15 шириной 1,0м.

Здание КПП.

Размер площадки под здание КПП в осях 6,0х4,8м.

Здание КПП – блочное полной заводской готовности. Основание под блочное здание

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
							190
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

КПП - монолитные железобетонные на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6 с армированием. Под фундамент предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя. Вокруг здание КПП предусмотрена бетонная отмостка из бетона С8/10 шириной 1,0м. Крыльцо выполнена из монолитного бетона класса С16/20 по водонепроницаемости W6, с армированием.

Тепловая камера Тк-1.

Колодец монолитный Тк-1 прямоугольная, имеет размеры в плане 3.4х3.4м. Колодец выполняются из монолитного железобетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6. Под колодец предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100мм. Опорное кольцо принята по серии 3.900.1-14 вып.1. На опорное кольцо устанавливается люк чугунный тип "Л" по ГОСТ 3634-99. Боковые поверхности колодца и конструкций, соприкасающихся с грунтом обмазать мастикой БЛК в 2 слоя. Под технологические трубопроводы предусмотрено опоры из бетона на сульфатостойком портландцементе марки С16/20, по водонепроницаемости W6.

Площадка под ДЭС

Размер ДЭС в осях 2,3х4,5м. ДЭС – блок полной заводской готовности. ДЭС устанавливается на дорожные плиты 1П30.18 в количестве 3-х шт, из которых выполнено основание. Дорожные плиты по ГОСТ 21924.0-84. В основании плит предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм. Вокруг ДЭС предусмотрена бетонная отмостка шириной 1.0м.

Фундамент под КТПН

Размер КТПН в осях 1,9 х 2,1м. Под установку КТПН приняты сборные бетонные блоки ФБС по ГОСТ 13579-2018. Под фундаментные блоки выполняется щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100 мм. Боковые поверхности сборных бетонных блоков, соприкасающиеся с грунтом, обмазать БЛК в два слоя.

5.8 Мероприятия по взрыво-пожаробезопасности

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрывопожаробезопасности согласно СН РК 3.02-07-2014, СН РК 2.02-11-2003, СТ РК 1174-2003, СН РК 4.02-01-2011, ВУПП-88, ВНТП 3-85, СНиП РК 3.02-09-2010.

Инв. № подл.	Подпись и дата	5.8 Мероприятия по взрывопожаробезопасности						
		Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрывопожаробезопасности согласно СН РК 3.02-07-2014, СН РК 2.02-11-2003, СТ РК 1174-2003, СН РК 4.02-01-2011, ВУПП-88, ВНТП 3-85, СНиП РК 3.02-09-2010.						
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист
								191
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

5.9 Защитные мероприятия

Под подошвой фундаментов выполнить подготовку из щебня толщиной 100мм, пропитанного горячим битумом до полного насыщения. Грунты основания фундаментов предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БЛК за 2 раза.

Бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности. Марка бетона по водонепроницаемости W6, морозостойкость бетона F75.

Металлоконструкции очистить от окалины и окрасить эмалевой краской ХВ-124 ГОСТ 10144-89* по грунту ФЛ-03К ГОСТ 9109-81*.

Толщина защитного слоя бетона наружных элементов-50мм., подземных- 70мм.

Подливку выполнить из безусадочной цементной смеси BASF или аналогичной, с характеристиками не ниже бетона кл. С16/20.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АС	Лист	
											192
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

6. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ

Инв. № подл.	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ		
	Проверил	Каримова						
	ГИП	Фавицкая						
	Н.контр.	Рахимбергенов						
Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва						Стадия	Лист	Листов
						ТЭО	193	23
						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		

6.1 Исходные данные

Раздел рабочего проекта «Автоматизация технологических процессов» (далее АТХ) разработан на основании технического задания, выданного Заказчиком проекта - АО «Эмбаунайгаз». Проектирование выполнено в соответствии с заданиями технологической части, технической документацией на технологическое оборудование и системы управления технологическими процессами, а также в соответствии с действующими нормативно-техническими документами Республики Казахстан и международными стандартами.

Раздел АТХ включает в себя аспекты контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП). В данном разделе технические решения по контролю и автоматизации технологических процессов проектируемых объектов разработаны в строгом соответствии с действующими нормами и правилами:

Перечень использованной нормативной документации:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- ГОСТ 21.408-2013. «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012. Системы автоматизации;
- СТ РК МЭК 60079-14-2011. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок.
- ПУЭ РК 2022. Правила устройства электроустановок.

6.2 Основные проектные решения

На месторождении «Западная Прорва» планируется строительство и обустройство наземной инфраструктуры – Установки Комплексной Подготовки Газа (далее УКПГ). УКПГ представляет собой единый технологический комплекс, который состоит из следующих основных технологических объектов/узлов:

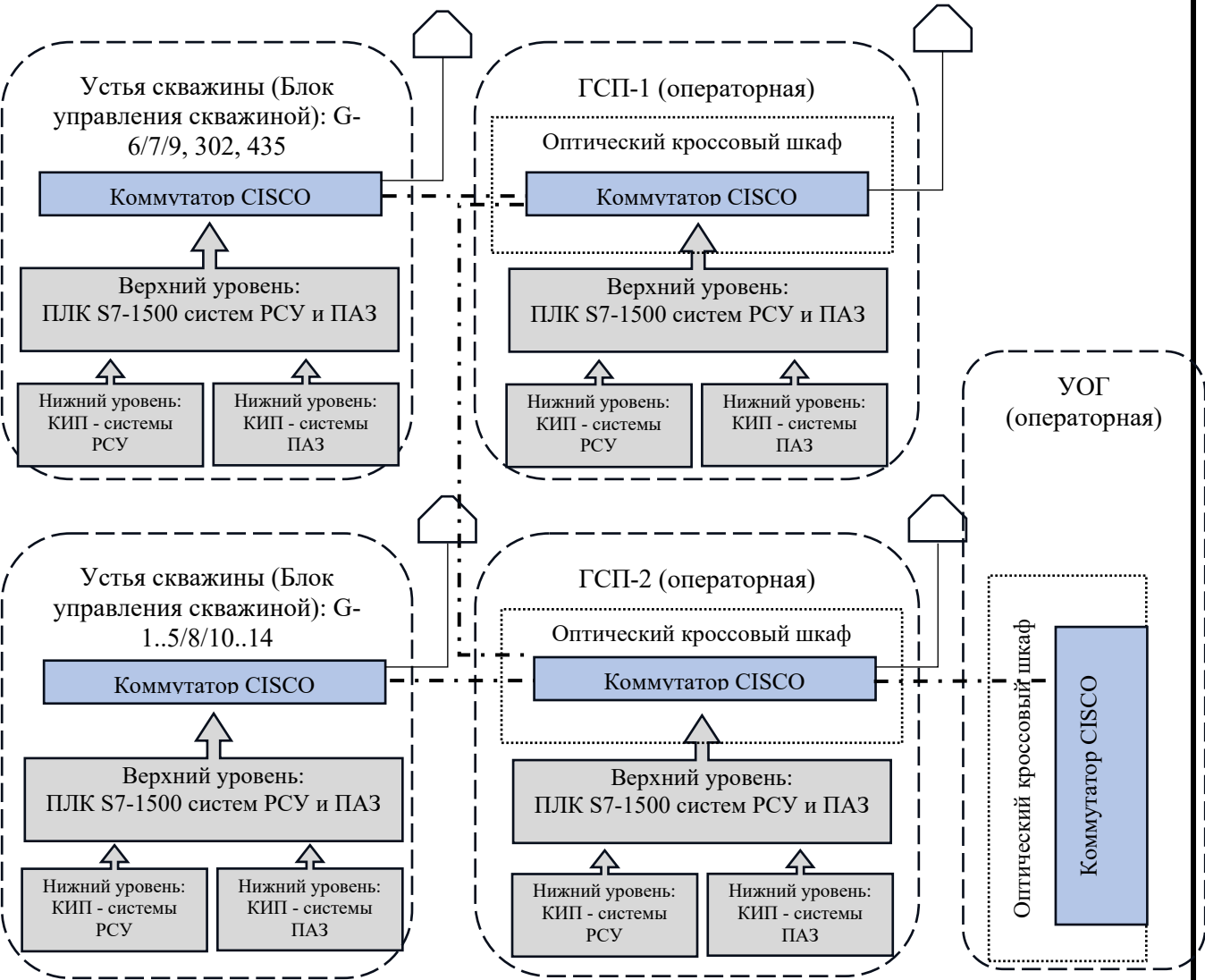
- Устья скважины;
- Газосборный пункт ГСП №1;
- Газосборный пункт ГСП №2;
- Площадка камеры запуска скребка КЗОУ;
- Площадка камеры приема скребка КПОУ.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
							194
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

6.3 Принятые проектные решения

Все объекты объединены в единую систему АТХ. Каждый из объектов УКПГ, указанных в п. 1.3 оснащен автоматической системой управления, реализованной на базе программируемых логических контроллеров (далее ПЛК). При этом каждая автоматическая система управления объектом, состоит из двух основных подсистем: распределительная система управления (PCY), предназначенная для контроля и управления технологическим процессом, и система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) технологического процесса. Все системы АТХ выполнены на базе ПЛК типа S7-1500 производителя компании «Siemens» с передачей информации в систему SCADA. Архитектура SCADA-системы для каждого объекта УКПГ включает два уровня передачи данных: нижний и верхний. Общая концепция взаимодействия между объектами представлена следующим образом:



Архитектура SCADA-системы.

Инв. № подл.	Подпись и дата
Инв. № подл.	

6.4 Объекты управления установок технологического комплекса УКПГ

6.4.1 Устья скважин

Технологическая часть устьев скважин состоит из следующего оборудования: подземных и наземных клапанов АО, устройств КИП предназначенных для мониторинга, контроля и защиты технологического объекта, блока дозирования реагентов. Мониторинг на местном уровне, предназначенный для оперативного персонала, осуществляется посредством стрелочных манометров и термометров. Удаленный мониторинг и управления технологическим процессом объекта осуществляется преобразователями давления и температуры. При этом информация от полевых КИП до ПЛК выполняется по HART протоколу. Для защиты технологического процесса предусмотрены преобразователи давления, работающие по принципу мажоритарной логике 2oo3, а также датчики загазованности, установленные в местах потенциальной утечки газа. Уставки по высокому уровню, характеризующая как вторая ступень (High-High) после сработки сигнализации по первой ступени (High) и уставки нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) рассчитываются во время разработки технологической части и предоставляются инженерам ПЛК для разработки логической части РСУ и ПАЗ технологического процесса объекта.

6.4.2 Газосборный пункт 1 и 2

Технологическая часть ГСП состоит из следующего оборудования: клапанов АО, устройств КИП, предназначенных для мониторинга, контроля и защиты технологического объекта, емкости для сепарации газа, дренажной емкости, предназначенной для сбора конденсата от емкости сепарации газа, а также компрессорной станции. Мониторинг на местном уровне, предназначенный для оперативного персонала, осуществляется посредством стрелочных манометров и термометров. Удаленный мониторинг и управления технологическим процессом объекта осуществляется преобразователями давления и температуры. Контроль и управления расходом осуществляется посредством расходомеров и регулирующих клапанов. На блоке сепарации конденсат поступает в дренажную емкость, уровень которой контролируется датчиком уровня и сигнал при повешенном значении уровня отправляется как первая ступень предупреждения (High) на верхний уровень ПЛК. Вся информация от полевых КИП до ПЛК выполняется по HART протоколу. Для защиты технологического процесса предусмотрены датчики уровня, а также датчики загазованности, установленные в местах потенциальной утечки газа. Уставки по высокому уровню, характеризующая как вторая ступень (High-High) после сработки сигнализации по первой ступени (High) и уставки нижнего концентрационного предела распространения пламени

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист	
											197
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

(НКПР) рассчитываются во время разработки технологической части и предоставляются инженерам ПЛК для разработки логической части РСУ и ПАЗ технологического процесса объекта.

6.4.3 Камеры запуска и приема скребка

Технологическая часть КПОУ и КЗОУ состоит из следующего оборудования: клапанов АО, устройств КИП предназначенных для мониторинга, контроля и защиты технологического объекта, камер запуска и приема скребка, дренажной емкости предназначенной для сбора конденсата от камеры запуска. Мониторинг на местном уровне, предназначенный для оперативного персонала, осуществляется посредством стрелочных манометров и термометров. Удаленный мониторинг и управления технологическим процессом объекта осуществляется преобразователями давления и температуры. При этом информация от полевых КИП до ПЛК выполняется по HART протоколу. Контроль прохождения скребка осуществляется с помощью не интрузивного (бесконтактного) акустических датчика обнаружения скребка, установленные на выходе и входе у камер. Датчики обнаружения скребка выполнен по принципу обнаружения шумов при прохождении скребка, при этом сигнал, поступающий в виде шума, интерпретируется как аналоговый сигнал преобразуется датчиком в электрический сигнал, который в свою очередь поступает в блок расчета и преобразуется в аналоговый электрический сигнал, соответствующий для восприятия ПЛК. Для защиты технологического процесса предусмотрены датчики уровня, а также датчики загазованности, установленные в местах потенциальной утечки газа. Уставки по высокому уровню, характеризующая как вторая ступень (High-High) после сработки сигнализации по первой ступени (High) и уставки нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) рассчитываются во время разработки технологической части и предоставляются инженерам ПЛК для разработки логической части РСУ и ПАЗ технологического процесса объекта.

6.5 Размещение оборудования и монтаж электрических проводов

В разделе АТХ применены контрольно-измерительные приборы, выпускаемые моделей WIKA и Emerson.

Контрольно-измерительные приборы, располагаются на открытых площадках и способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -40°С до +45°С.

Электронные и электрические приборы, предназначенные для размещения в опасных зонах, имеют степень взрывозащиты, соответствующую этой зоне.

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Примечание: при классификации контрольно-измерительных приборов (КИП) как искробезопасных с маркировкой Ex ia, Ex ib или Ex ic, необходимо использовать искробарьеры, для ограничения .

Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не ниже IP65.

Каждый технологический объект комплекса УКПГ, состоит из удаленного модульного блока управления с размещенным внутри оборудованием системы автоматизации и других сопутствующих вспомогательных систем.

Шкафы систем РСУ, ПАЗ и пожарной сигнализации проектным решением располагается на аппаратной стойке. В коммуникационном шкафу расположено оборудования передачи сигналов в SCADA-систему: коммутатор и маршрутизатор в частотном диапазоне от 2.4 до 6 ГГц, и обеспечивает суммарную пропускную способность до 54 Мбит/сек.

Электронные контрольно-измерительные приборы защищены от электромагнитных и высокочастотных помех.

Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов по мере необходимости.

Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии нормативными документами РК и заводской инструкции на установку приборов. Прокладку кабелей выполнить с соблюдением нормируемых расстояний по ПУЭ РК в траншее в защитных трубах. При выходе из земли кабели защитить водогазопроводной трубой высотой не менее 0,5м.

Кабельные сети систем АТХ (КИП, РСУ и ПАЗ) по площадкам объектов УКПГ выполнены бронированными и экранированными кабелями для защиты от механических и электромагнитных помех.

Ввод кабелей в модульных блок управления предусмотрен через транзитные кабельные вводы. Ввод кабелей в шкафы, приборы КИП предусмотреть через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы и шайбы по коду IP при наружном исполнении. При вводе монтаже и вводе кабелей предусмотреть кабельные вводы невзрывозащищенного исполнения.

Примечание: все устанавливаемое оборудование должно соответствовать классификации взрывооопасных участков по проекту.

Все средства КИПиА оборудуются системой защиты от статического электричества.

Подвод электропитания к модульным блока управления, шкафам учтён в электротехнической части проекта.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
							199
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

6.6 Защитные меры

В рабочем проекте предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Основными мероприятиями являются:

- герметизированная система технологического режима;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-91;
- обеспечение размещения технологических установок, коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТП 3-85 и СН РК 3.01-03-2011 с учётом функционального назначения и розы ветров;
- защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СП РК 4.04-107-2013, ПУЭ РК 2022.

6.7 Наименование и назначение объекта

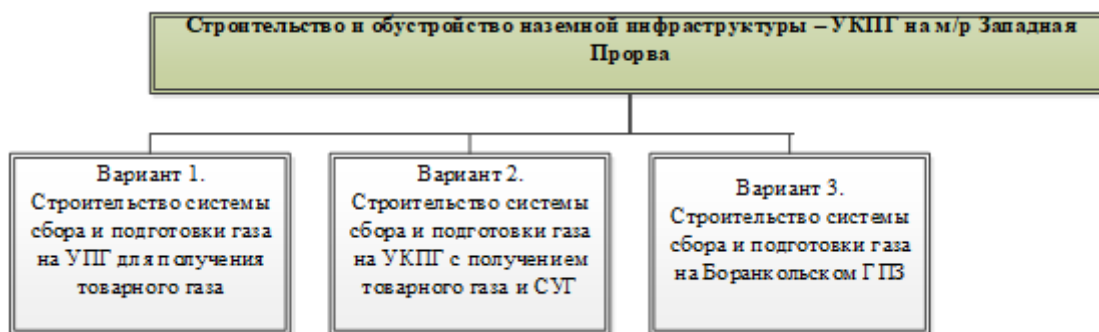
Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УПГ/УКПГ/УОГ) на м/р Западная Прорва. Основной целью ТЭО определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В соответствии с заданием на разработку ТЭО рассмотрены следующие варианты:

Вариант 1. Строительство системы сбора и подготовки газа на УПГ для получения товарного газа;

Вариант 2. Строительство системы сбора и подготовки газа на УКПГ с получением товарного газа и СУГ;

Вариант 3. Строительство системы сбора и подготовки газа с транспортировкой для процессинга на Боранкольском ГПЗ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист	
											200
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			



Матрица вариантов

Также в рамках качественного рассмотрения в ТЭО выполнено разделение по 4-м основным объектам, которые могут были рассмотрены отдельно:

- Объект 1. «Система сбора скважиной продукции»;
- Объект 2. «Установка подготовки газа или осушки газа»;
- Объект 3. «Магистральный/промысловый газопровод после УПГ/УКПГ/УОГ»;
- Объект 4. «Вспомогательные объекты и сооружения»

Для варианта №1, в качестве собственного УКПГ, рассмотрен автоматизация технологического процесса аналогично действующей УКПГ Прорва, с получением товарных продуктов:

- Товарный газ в соответствии с СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам», температура точка росы по воде -20°C , температура точка росы по углеводородам -10°C ;
- Стабильный конденсат в соответствии с СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный»;

Для варианта №2, в качестве собственного УКПГ, рассмотрен автоматизация технологический процесс аналогично действующей УКПГ Прорва, с получением товарных продуктов:

- Товарный газ в соответствии с СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам», температура точка росы по воде -20°C , температура точка росы по углеводородам -10°C ;
- Стабильный конденсат в соответствии с СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный»;
- Сжиженный углеводородный газ (СУГ) в соответствии с СТ РК 1663-2007 «Газы углеводородные сжиженные топливные»

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
							201
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Для варианта №3, в качестве собственного УКПГ, рассмотрен автоматизация технологического процесса аналогично действующей УКПГ Прорва, с получением товарных продукций:

- Осушенный от влаги газ, с температурой точки росы по воде -14 °С;
- Стабильный конденсат в соответствии с СТ РК 2188-2012 «Конденсат газовый стабильный»;

6.7.1 Цель автоматизации технологического процесса

Проектируемая система «Автоматизация технологических процессов» (АТХ) разработана на основании технического задания по технологической части и технической документации, предоставленными Заказчиком проекта - АО «Эмбаунайгаз и соответствует требованиям нормативно-технических документов Республики Казахстан и международным стандартам. Целью системы АТХ объектов единого производственно-технологического комплекса Магистрального и Промыслового газопроводов является:

- контроль и управления технологического оборудования объектов для поддержания корректной и бесперебойной работы технологического процесса;
- безопасное функционирование и защита технологических процессов;
- мониторинг всех критических параметров технологического процесса;
- ранее выявление отклонений технологического процесса от нормального режима путем постоянного обмена информации посредством удаленной передачи данных от полевых контрольно-измерительных (КИП) и устройств автоматизации (программируемые логические контроллеры (ПЛК), коммуникационные модули связи) на консоль оператора.

6.7.2 Задачи и концепция автоматизации технологического процесса

Раздел АТХ охватывает основные аспекты автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУТП), в которых выделяются два уровня: нижний и верхний. Нижний уровень включает в себя две подсистемы: систему управления технологическим процессом (СУТП) и систему противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), обе реализованные на базе ПЛК.

Подсистема СУТП предназначена для управления технологическим процессом путем мониторинга, контроля и оптимизации параметров, основными функциями которой являются:

- сбор и обработка данных, полученных от полевых КИП;
- принятие решений с помощью логических функций алгоритма на основе анализа полученных данных от полевых КИП (например, давления, уровня, расхода);

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		202

- передача команд на запорно-регулирующую арматуру для поддержания заданных параметров в нормальном режиме технологического процесса.

Однако для обеспечения не только эффективного, но и безопасного функционирования технологического процесса, используется подсистема ПАЗ. Она предназначена для обнаружения и предотвращения аварийных ситуаций. Основные функции подсистемы ПАЗ включают:

- мониторинг критических параметров технологического процесса;
- выявление отклонений от нормального и небезопасного режимов;
- принятие решений на основе заданных алгоритмов логики;
- активацию защитных механизмов (запорно-регулирующая арматура, аварийный клапан) и сигнализирующих устройств (световая и звуковая сигнализация) для предотвращения или смягчения аварий и перевода технологического процесса в безопасное состояние.

Нижний уровень – это полевые КИП, датчики, исполнительные механизмы и станции распределённого ввода/вывода, которые осуществляют сопряжение программно-технических средств с технологическими объектами контроля и управления. Назначение этого структурного уровня обеспечение полной информационной совместимости.

Нижний, или по-другому полевой уровень, подразделяется на следующие основные компоненты: воспринимающие элементы, обрабатывающие и исполнительные устройства.

Каждая из этих групп содержит ключевые элементы, которые представлены ниже:

- Воспринимающие элементы. К воспринимающим элементам относятся датчики и преобразователи полевых КИП, такие как: датчики давления, температуры, уровня, расхода, обнаружения прохождения скребка, загазованности (газоанализаторы). Эти элементы являются первичными устройствами взаимодействия с технологическим процессом, которые собирают информацию о состоянии технологического процесса и передают ее обрабатывающим устройствам для дальнейшей обработки и анализа.
- Обрабатывающие устройства. В свою очередь, информация от воспринимающих элементов (КИП) поступает к обрабатывающим устройствам. В роли обрабатывающих устройств выступают ПЛК, которые подразделяются на два основных блока:
 - логический блок для обработки сигналов;
 - решающий блок для передачи команд на исполнительные устройства (например, запорно-регулирующую арматуру).
- Исполнительные устройства. После обработки данных о состоянии технологического процесса, решающий блок, получив команду от логического блока, передает ее на исполнительные устройства, которые в зависимости от условий поведения

технологического процесса выполняют соответствующие действия в заданном режиме работы или состояния.

В качестве исполнительных устройств выступают:

- запорно-регулирующая арматура;
- светозвуковая система оповещения;
- насосы;
- компрессоры итд.

Верхний уровень включает в себя подсистемы, такие как:

- системы контроля и сбора данных (SCADA);
- человеко-машинный интерфейс (HMI), предназначенный для визуализации и вывода данных для взаимодействия системы с оператором;
- архивация данных.

Благодаря такой структурированной системе автоматизации, обеспечивается эффективное и безопасное управление технологическими процессами, что позволяет оперативно выявлять и устранять отклонения, поддерживая стабильную и надежную работу всего комплекса.

6.7.3 Основная нормативно-техническая документация

В данном разделе технические решения по контролю и АТХ проектируемых объектов разработаны в строгом соответствии с действующими нормами и правилами:

Перечень использованной нормативной документации:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- ГОСТ 21.408-2013. «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012. Системы автоматизации;
- СТ РК МЭК 60079-14-2011. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок.
- ПУЭ РК 2022. Правила устройства электроустановок.
- Закон РК о магистральном трубопроводе от 22 Июня 2021.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	- СТ РК МЭК 60079-14-2011. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок. - ПУЭ РК 2022. Правила устройства электроустановок. - Закон РК о магистральном трубопроводе от 22 Июня 2021.						Лист	
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ							204
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

6.8 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.8.1 Описание технологического процесса

Магистральный и Промысловый газопровод УПГ/УОГ представляет с собой единый технологический взаимосвязанный процесс, состоящий из следующих основных технологических объектов:

- Коммерческий узел учета газа №2 (КУУГ-2). Данный технологический объект предназначен для очистки газа через установленные на входе производственной линии фильтры, а также для измерения и контроля расхода газа, поступающего в систему.
- Камера запуска очистных устройств (КЗОУ). Основным назначением данного технологического объекта является запуск очистного устройства (скребка), предназначенного для внутренней очистки трубопроводов от накоплений и загрязнений.
- Узлы линейной арматуры (УЛА) (5 единиц), предназначены для промежуточного контроля потока газа, проходящего через магистральный газопровод в подземной части. Эти узлы включают:
 - запорные клапаны для отключения отдельных участков газопровода;
 - предохранительные клапаны для защиты от избыточного давления
- Камеры приема очистных устройств (КПОУ) предназначены для приема очистного оборудования после его прохождения через газопровод, который обеспечивает удаление загрязнений и накоплений из внутренней поверхности газопровода.
- Коммерческого узла учета газа №3 (КУУГ-3). Функции аналогичны КУУГ-2.
- Узла линейной арматуры (УЛА к МГ) предназначенный для врезки к существующему магистральному газопроводу "САЦ-1". Этот узел оснащен запорной арматурой и предназначен для управления потоком газа, который проходит через вновь проектируемый магистральный газопровод и поступает в существующую магистральную линию "САЦ-1".

6.8.2 Ключевые задачи АТХ

Ключевыми задачами системы автоматизации является:

- автоматическое регулирование давления осуществляется регулирующим клапаном на входе производственных технологических линий, который поддерживает заданное значение давления потока;
- контроль и мониторинг расхода газа выполняется с помощью специальных расходомеров;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
							205
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Все данные от полевых КИП по уставкам, включая параметры нормального режима, внутренние дефекты (например, BAD PV), обрывы и другие неисправности, поступают в логические блоки ПЛК. Эти данные обрабатываются в соответствии с условиями заданного логического алгоритма для принятия соответствующих решений.

Логические алгоритмы разрабатываются с использованием графических языков программирования LD и/или FBD.

В данном проекте для создания логических алгоритмов систем СУТП и ПАЗ будут использованы пакеты программного обеспечения:

- Simatic Step 7 для разработки логических алгоритмов управления и защиты технологического процесса;
- WinCC для разработки структурированной графической схемы для мониторинга и управления технологическим процессом.

Для разработки рабочих и полностью функционирующих файлов логических алгоритмов подсистем СУТП и ПАЗ должны быть предоставлены следующие данные:

- философия технологического процесса в части нормальных и аварийных режимов;
- карта уставок для нормального и аварийного режимов;
- функциональная блок-диаграмма логики алгоритма;
- сигналы входов/выходов.

6.10.2 SCADA: передача данных и мониторинг технологических процессов

Для полностью функционирующей системы автоматизации технологического процесса применяется система передачи данных и мониторинга технологических процессов SCADA.

Данные, полученные с полевых КИП, после обработки ПЛК передаются по протоколу Modbus RTU или TCP/IP посредством Ethernet-интерфейса, и каждый сигнал, вне зависимости от назначения, имеет собственный идентификационный адрес (регистр).

Далее данные поступают к сетевым коммутаторам Cisco, которые обеспечивают преобразование и маршрутизацию данных по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС). Эти линии передают данные (пакет регистров) до централизованного диспетчерского пункта управления (ЦДПУ) для дальнейшего анализа и визуализации в системе SCADA.

Все передаваемые сигналы подготавливаются при конфигурации ПЛК в соответствии с журналом сигналов входов/выходов 0208-1006276-2024АТ-02_АТХ_ІО_Книга3.

Проверка сигналов будет производиться во время проведения пред-пусконаладочных и пусконаладочных работ на участке SAT.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		208

6.10.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

При создании эффективной и устойчивой системы автоматизации технологического процесса для комплекса Магистрального/Промыслового газопровода У(К)ПГ/УОГ были учтены такие следующие критерии как: простота, надежность и обслуживаемость, обоснование которых приведено ниже:

- Простота: Упрощение схемы автоматизации путем применения проверенных, аналогичных и стандартных решений позволяет минимизировать сложность системы, что облегчает ее проектирование, монтаж и обслуживание.
- Надежность:
- Использование оборудования, обладающего высокими качественными характеристиками: надежностью, совместимостью, высокой производительностью и точностью, отказоустойчивостью и минимизацией ложных срабатываний, а также устойчивостью к климатическим и окружающим условиям эксплуатации и соответствующего международным стандартам, от известных производителей, таких как:
 - WIKA: КИП;
 - Emerson: КИП;
 - Siemens: ПЛК, вспомогательное оборудование (промежуточные реле);
 - CISCO: Коммутаторы и маршрутизаторы;
 - PEPPERL: Искробезопасные барьеры;
 - PHOENIX: Промежуточные реле;
 - ГОРЭЛТЕХ: средства сигнализации;
 - Schneider Electric: Вспомогательное оборудование и комплектующие.

Эти компоненты обладают высокой надежностью и отказоустойчивостью, что является основными критериями при построении противоаварийной автоматической системы защиты технологического процесса. Все оборудование сертифицировано и соответствует международным стандартам и требованиям безопасности, что минимизирует риски сбоев и аварий.

- Легкость обслуживания:
 - Рациональное размещение оборудования обеспечивает легкий доступ для технического обслуживания и ремонта.
 - Распределительные коробки подключения КИП и шкафы управления подсистем СУТП и ПАЗ будут поставлены на участок в полностью укомплектованном виде, включая все необходимые компоненты для их

полноценного функционирования, что снижает время и затраты на их установку и настройку.

- Доступность компонентов, которые легко заменять и обновлять, снижает затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также обеспечивает бесперебойную работу и своевременный ремонт и/или замену.

6.10.4 РАЗМЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И МОНТАЖ

Все КИП располагаются на открытых площадках и способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -40°C до +45°C.

Электронные и электрические приборы, предназначенные для размещения в опасных зонах, имеют степень взрывозащиты, соответствующую этой зоне.

Примечание: при классификации КИП как искробезопасных с маркировкой Ex ia, Ex ib или Ex ic, необходимо использовать искробезопасные барьеры, для ограничения энергии дуги при коротком замыкании.

Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не ниже IP65.

Каждый технологический объект комплекса Магистрального/Промыслового газопровода после У(К)ПГ/УОГ, состоит из:

- шкафов управления СУТП;
- шкафов управления ПАЗ;
- шкафов коммуникации.

В соответствии с проектными решениями, шкафы систем СУТП, ПАЗ и пожарной сигнализации выполнены в уличном исполнении со степенью защиты IP65. В коммуникационном шкафу расположено оборудования передачи сигналов в SCADA-систему.

Аппаратная часть подсистем, как показано на рис. 1 «Архитектура АСУТП Магистрального/Промыслового газопровода после У(К)ПГ/УОГ», состоит из следующих основных компонентов:

- центральный процессор;
- модули дискретный и аналоговых входов с поддержкой промышленного протокола HART;
- модули дискретных и аналоговых выходов с поддержкой промышленного протокола HART;
- модуль коммуникации для организации передачи данных на верхний уровень;
- местная HMI панель.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
							210
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов по мере необходимости.

Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии нормативными документами РК и заводской инструкции на установку приборов. Прокладку кабелей выполнить с соблюдением нормируемых расстояний по ПУЭ РК в перфорированных кабельных лотках из горячеоцинкованной стали с цельными крышками для защиты от механических повреждений.

Подключение каждого полевого КИП, запорно-регулирующей арматуры и сигнализирующих устройств осуществляется по однопарному кабелю сечением 1х2х1.5 мм² до распределительных коробок, а затем по мультипарному кабелю до ПЛК, в соответствии с разработанной структурной блок-схемой кабелей КИП 0208-1006276-2024АТ-02_АТХ_СБХ_PCS_SIS.

Ввод однопарных кабелей в распределительные коробки осуществляется через боковую левую панель, при этом с правой стороны подключается мультипарный кабель, идущий от шкафа управления СУТП/ПАЗ в соответствии с разработанными схемами подключения распределительных коробок КИП 0208-1006276-2024АТ-02_АТХ_СПП_PCS_SIS, а также компоновочными схемами распределительных коробок КИП ХХ-IJB-0001_PCS и ХХ-IJB-0001_SIS.

Парные жилы соответствующих полевых КИП подключаются к картам аналоговых и дискретных входов/выходов ПЛК.

Примечание:

- все устанавливаемое оборудование должно соответствовать классификации взрывоопасных участков по проекту;
- электронные контрольно-измерительные приборы защищены от электромагнитных и высокочастотных помех;
- все средства КИПиА оборудуются системой защиты от статического электричества.
- Подвод электропитания к шкафам управления подсистем СУТП, ПАЗ, шкафа коммуникации и пожарной панели учтён в электротехнической части проекта.

6.10.5 ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ

В рабочем проекте предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Основными мероприятиями являются:

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
							211
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- герметизированная система технологического режима;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-91;
- обеспечение размещения технологических установок, коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТП 3-85 и СН РК 3.01-03-2011 с учётом функционального назначения и розы ветров;
- защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СП РК 4.04-107-2013, ПУЭ РК 2022.

6.10.6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При разработке раздела КИП и АСУТП технологического комплекса Магистральных и Промысловых газопроводов после У(К)ПП/УОГ были учтены все необходимые аспекты, что гарантирует надежность, безопасность и полную функциональность системы.

Применение оборудования общепризнанных, проверенных и зарекомендованных производителей гарантирует высокую надежность системы, что является основной целью данного раздела.

Установка на объекте готовых укомплектованных и проверенных шкафов управления АСУТП позволит сократить срок строительно-монтажных и пусконаладочных работ на участке.

Разделение системы АСУТП на две подсистемы СУТП и ПАЗ позволит обеспечить эффективное и безопасное управления технологическим процессом. Такая концепция минимизирует риски возникновения аварий при возмущениях и отклонениях, а также позволит увеличить надежность работы системы АСУТП. Применение SCADA системы оптимизирует управление технологического процесса.

6.11 АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОЖАРОТУШЕНИЕ

6.11.1 Введение

Раздел «Автоматизированная система пожаротушение» рабочего проекта «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УПГ/УКПГ/УОГ) на м/р Западная Прорва» разработан на основании заказ-наряда №113-2/9173-С3 от 10.11.2022 года к долгосрочному договору №0208-1006276/2024/1//80-02-02-АТ и задания на проектирование, выданного АО «Эмбамунайгаз».

Раздел рабочего проекта «Автоматизация технологических процессов» (далее АТХ) разработан на основании технического задания на проектирование и задания технологической части, технической документации на технологическое оборудование и системы управления

Инв. № подл.	Подпись и дата	6.11.1 Введение							
		Раздел «Автоматизированная система пожаротушение» рабочего проекта «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УПГ/УКПГ/УОГ) на м/р Западная Прорва» разработан на основании заказ-наряда №113-2/9173-СЗ от 10.11.2022 года к долгосрочному договору №0208-1006276/2024/1//80-02-02-АТ и задания на проектирование, выданного АО «Эмбамунайгаз».							
		Раздел рабочего проекта «Автоматизация технологических процессов» (далее АТХ) разработан на основании технического задания на проектирование и задания технологической части, технической документации на технологическое оборудование и системы управления							
Инв. № подл.								0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
									212
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

технологическими процессами, согласно действующим нормативно-техническим документам Республики Казахстан и международным стандартам.

В разделе АТХ принятые технические решения по контролю и автоматизации технологических процессов проектируемых объектов разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

Перечень использованной нормативной документации:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СН РК 4.02-03-2012. Системы автоматизации;
- ПУЭ РК 2022 Правила устройства электроустановок;

6.11.2 Основные технические решения

Согласно заданию на проектирование данная документация предусматривает автоматизированная система пожаротушения при строительстве пункта сбора нефти и газа поступающих с нефтегазовой месторождений Западная Прорва, с дальнейшей транспортировкой продукции к потребителю. Нефтяная эмульсия транспортируется с посредством автотранспорта.

Проектные решения по прокладке инженерных сетей представлены в соответствующих разделах каждой марки проекта (ТХ, ЭС, АТХ, НВК, ПТ).

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, с учетом взаимного размещения с технологическими сооружениями.

Технологические трубопроводы, силовые кабели и кабели АПТ запроектированы преимущественно на проектируемой эстакаде. Строительные решения по эстакадам представлены в марке АС.

6.11.3 Объекты пожарной сигнализации

В состав сборного пункта входят следующие установки и системы, подлежащие автоматизации, в том числе система пожаротушения, включающая следующее оборудование:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-АТХ.АПТ	Лист
										213
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

6.12 Проектные решения

При принятии проектных решений учитывалось решение вопросов по организации дистанционного, автоматического контроля и управления за технологическими процессами, а именно:

- Автоматизация основных алгоритмов контроля и управления;
- Индикация технологических параметров на пульт оператора, откуда оператор при любом аварийном отклонении может самостоятельно принять решение и перейти к безопасному и организованному останову технологического процесса.

Принятая степень автоматизации обеспечивает эксплуатацию проектируемых установок на заданных режимах в основном без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала, дистанционный контроль и управление технологическим процессом.

Полевой комплекс технических средств (КТС) оснащен сигнализаторами верхнего и нижнего уровня, датчиками температуры, датчиками уровня (гидростатика), датчиками обнаружения пламени, тепловыми датчиками обнаружения пожара, ручными пожарными извещателями, исполнительными механизмами, постами аварийной сигнализации.

Настоящим разделом проекта все технологическое оборудование оснащается полевыми приборами КИПиА с выводом сигналов о параметрах технологического процесса и сигнализацией на приемно- контрольный прибор типа С2000М.

6.12.1 Система управления пожаротушением и водяным охлаждением

Система управления пожаротушением и водяным охлаждением разработана на аппаратуре производства «ЗАО «НВП «Болид», а именно интегрированной системы охраны ИСО «Орион».

ИСО «Орион» представляет собой совокупность аппаратных и программных средств для организации систем пожарной сигнализации, автоматического пожаротушения, а также для создания систем контроля объектов.

Система управления обеспечивает:

- Сбор, обработку, передачу, отображение и регистрацию извещений о состоянии шлейфов пожарной сигнализации;
- Управление пожарной автоматикой объекта;
- Защищенный протокол обмена по каналу связи между приборами.

Основной системы является пульт контроля и управления пожарной сигнализации и пожаротушения «С2000М», который предназначен для информационного объединения приборов ИСО «Орион» с целью организации единого центра управления и сбора системных

сообщений, объединения шлейфов сигнализации в разделы. Взаимодействие между пультом «С2000М» и приборами ИСО «Орион» происходит по интерфейсу RS-485 с передачей информации в протоколе «Орион».

6.12.2 Построение и принцип действия автоматической системы управления пожаротушением

В здании операторной расположен центральный пульт «С2000М», и АРМ на ПО «Орион», служат для контроля за состоянием пожарной сигнализации и пожаротушения. Питаются указанные приборы от источника резервированного питания РИП-24, напряжением 24В.

Приборы «Сигнал-10» управляют эл. задвижками расположенных в колодцах по периметру резервуарного парка и технологических установок ЦППН Прорва. Открытие и закрытие эл. задвижек производится дистанционно по команде от центрального пульта «С2000М» через RS485 протоколе «Орион». Управление задвижками производится с использованием шкафов управления задвижками ШУЗ-1...ШУЗ34, в которых установлены шкафы управления типа ШУЗ-1 от Болида в необходимом количестве. Шкаф управления задвижками монтируется на утепленном блок боксе.

Питание и схемы электроприводов через магнитный пускатель предусматривается в ЭС разделе. Концевые выключатели электропривода (сигнал открыто/закрыто) подключены на релейные входы «Сигнал 10», далее передает сигналы на «С2000М» с помощью RS485 протоколе «Орион» в операторной.

Алгоритм работы системы автоматического пожаротушения согласовывается со специалистами соответствующих органов и служб и реализуется на стадии программирования и наладки системы.

Для повышения степени информативности и наглядности отображения состоянии объекта и аппаратуры системы управления, рекомендуется приобретение АРМ «Орион Про», которая может функционировать как на одном рабочем месте, так и на распределенных рабочих местах, объединенных через локальную вычислительную сеть. Центральный пульт «С2000М» работает с АРМ «Орион Про», без каких-либо ограничений, необходим лишь соединить его с СОМ портом персонального компьютера, на котором установлен соответствующий программный пакет кабелем по шине RS485.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-АТХ.АПТ	Лист	
											215
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

7. СИСТЕМА СВЯЗИ АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ
СИСТЕМА ОХРАННОГО ТЕЛЕВИДЕНИЯ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							
Инв. № подл.	Разработал Проверил ГИП Н.контр.	Жумаханов Каримова Фавицкая Рахимбергенов	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ			
						Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
							ТЭО	216	21
							 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		

7.1 СИСТЕМА СВЯЗИ

7.1.1 Введение

Раздел «Система связи» рабочего проекта разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 03.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбамунайгаз».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбамунайгаз»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ОСТН 600-93 «Отраслевые строительно-технологические нормы на монтаж сооружений и устройств связи, радиовещания и телевидения»;
- ГОСТ 21.406-88* «Проводные средства единой автоматизированной системы связи. Обозначения условные графические на схемах и планах»;
- ГОСТ 2.761-84 «Компоненты волоконно-оптических систем передачи. Условные графические обозначения»;
- «Нормы приемо-сдаточных измерений ЭКУ магистральных и внутризоновых подземных волоконно-оптических линий передачи сети связи общего пользования»;
- РД 45.190-2002 «Участок кабельный элементарный волоконно-оптической линии передачи. Типовая программа приемочных испытаний»;
- СН РК 3.01-01-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- ПУЭ РК 2022 «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан».

7.1.2 Краткая характеристика объекта проектирования

Объект проектирования 1 представляет собой волоконно-оптическую линию связи и резерва широкополосную беспроводную сеть передачи данных, предназначенную для обеспечения связи в проектируемого скважины G-1, G-2, G-3, G-4, G-5, 435, 302, G6, G7, G9 до Газосборной пункты (ГСП-1, ГСП-2) и Установка осушки газа (УОГ) каналом передачи данных.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							217
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Объект проектирования 4 представляет собой широкополосную беспроводную сеть передачи данных, предназначенную для обеспечения связи в проектируемого Общежитие на 100 мест №1 с мед. Пунктом, комната досуга, тренажерный зал и Столовая на 100 мест до Установка осушки газа (УОГ) каналом передачи данных.

7.1.3 Проектные решения по организации радиоканала

Для организации резервного канала проектом предусматривается широкополосная беспроводная сеть передачи данных для. По этой сети осуществляется передача данных, IP-телефонии и служебной управляющей информации с перечисленных выше объектов.

В качестве оборудования широкополосного беспроводного радиодоступа применено оборудование Ubiquiti. Выбранное оборудование предназначено для работы в частотном диапазоне от 2.4 до 6 ГГц, и обеспечивает суммарную пропускную способность до 54 Мбит/сек реального трафика.

При построении сети широкополосного беспроводного радиодоступа газопровода использована топология «точка-точка», «точка-многоточка».

7.1.4 Выбор способа установки

Установка на ГСП-1 и ГСП-2 с учётом прямой видимости и использованием PowerBeam 2AC 400 с выходной мощностью передатчика 27 dBm.

Для Ubiquiti и направленной антенны с усилением 27 dBi дальность действия до 25 км. Антенны базовых станций и абонентских модулей размещаются мачтах серии АМС Аои-24,0 на специально устанавливаемых металлоконструкциях, высота подвеса указана выше.

Антенны должны иметь надежный электрический контакт с металлоконструкциями мачт для их установки. Крепление антенн осуществляется к металлоконструкциям специально предусматриваемыми креплениями.

Фидеры от антенн проложить по металлоконструкциям для крепления кабелей по стволу мачты и далее по проектируемому кабельному мосту до ввода в помещение, операторной. В помещениях фидеры прокладываются по кабельным лоткам.

Фидеры должны крепиться к металлоконструкциям для прокладки кабелей зажимами из комплекта поставки с шагом 800-1200 мм.

Для защиты оборудования от заноса высокого потенциала устанавливаются защитные устройства (грозы разрядники).

Все металлоконструкции для установки антенн и прокладки фидеров должны быть подключены к контуру защитного заземления.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							218
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Данные по местам установки оборудования широкополосного беспроводного радиодоступа, высотам подвеса и азимутам направленности, а также расчет устойчивости радиосвязи приведены в комплекте рабочих чертежей, на чертежах схемы организации передачи данных.

7.1.5 Электропитание

Оборудование системы связи и передачи данных относится к электроприемникам 1 категории электроснабжения в соответствии с ПУЭ РК.

Внешнее электроснабжение оборудования предусматривается электротехнической частью проекта. Электропитание осуществляется от электропитающих установок с выходным напряжением 220 В переменного тока.

Мощность UPS для питания оборудования системы связи с резервированием не менее 50% составляет 1 кВт.

Электропитание базовых станций и абонентских модулей осуществляется по технологии PoE от инжекторов питания с использованием сигнального кабеля.

Электропитающие установки и источники бесперебойного питания выбирались с учетом времени резервирования 2 часа.

Электропитание промежуточных базовых станций питается солнечными батареями 3КВ.

7.1.6 Указания по монтажу

7.1.6.1 Общие положения

Строительство ВОЛС не имеет работ с неосвоенной технологией. До начала работ необходимо оформить разрешение на производство работ. Высокое качество и надежность сооружения должно обеспечиваться путем осуществления комплекса технических, экономических и организационных мероприятий эффективного контроля на всех стадиях строительства ВОЛС. Контроль качества должен осуществляться бригадами, линейными ИТР и службами строительной организации, оснащенными техническими средствами, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля. Монтаж оборудования производить только после детального изучения проектной документации, документации на оборудование, нормативных документов и технологических карт или технологических схем на весь комплекс выполняемых работ. Все отступления от проекта должны быть согласованы с Заказчиком и представителями проектной организации. До начала работ необходимо согласовать трассу прокладки оптического кабеля с АО «Эмбаунайгаз», и оформить разрешение на производство работ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							219
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

7.1.6.2 Прокладка кабеля

Общие положения

Монтаж кабеля проводить в соответствии с данным проектом и инструкцией по монтажу кабеля, которая предоставляется его изготовителем. Строительство и эксплуатацию ВОЛС осуществлять в соответствии с требованиями данного проекта и основных нормативных документов. Транспортировку, хранение, прокладку и монтаж кабеля производить при температуре окружающей среды, соответствующей нормам, приведенным в ГОСТ (ТУ) на данный тип кабеля. При применении всех способов прокладки необходимо строго соблюдать минимально допустимые радиусы изгиба кабеля, указанные в документах на прокладываемый кабель. В случае отсутствия этих данных минимально допустимый радиус изгиба кабеля должен приниматься равным 15 диаметрам кабеля

Организация и проверка подготовительных работ

Для организации проверки подготовительных работ необходимо изучить проектно-сметную документацию, трассу ВОЛС и условия производства работ в натуре, определить потребность в рабочей силе по профессиям и линейному персоналу (прорабы, мастера), определить потребность в автотранспорте, механизмах, приспособлениях, комплектах инструмента, электроизмерительных приборах. Необходимо решить вопросы по размещению на трассе строительно-монтажных подразделений, их бытовых условий.

Материально-техническое обеспечение:

- Получить и складировать волоконно-оптический кабель, оборудование, арматуру, осуществить входной контроль их качества и комплектности;
- Провести входной контроль каждой строительной длины магистрального кабеля на целостность жил и на соответствие параметров по данным паспортов строительных длин кабеля;
- Составить группировочную ведомость строительных длин магистрального кабеля с учетом рациональной их прокладки, обеспечивающей уменьшение отходов кабеля и технически выгодного расположения муфт;
- Выявленные при обследовании дефекты и повреждения устранить до начала прокладки кабеля.

Прокладка кабеля в грунт в защитной полиэтиленовой трубе (ЗПТ)

Проектом принят способ прокладки кабеля в защитной полиэтиленовой трубе (ЗПТ), в основе этого способа лежит прокладка ЗПТ, как первый этап. После прокладки ЗПТ - применяется строительство методом пневмозадувки, т.е. производится прокладка кабеля. Прокладка ЗПТ в траншее производится аналогично прокладке в траншее кабелей связи.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							220
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

По окончании прокладки произвести маркировку вновь проложенного оптического кабеля. В колодце оперативного доступа на оптическом кабеле и в средней части смонтированной муфты желтой несмываемой краской делают предупреждающую отметку шириной примерно от 150 до 200 мм по всей окружности кабеля. По окружности конца канала, в котором проложен ВОК, наносят полосу желтой краской шириной не менее 50 мм. На кабеле устанавливают свинцовые нумерационные кольца или пластмассовые бирки с маркировкой кабеля. На кольце или бирке указывают:

- Шифр кабеля;
- Марку кабеля;
- Наименование владельца;
- Адрес трассы прокладки;
- Контактный номер телефона владельца кабеля.

Глубина прокладки труб для кабельных линий связи устанавливается требованиями к глубине прокладки подземных кабельных линий и на магистральных линиях связи эта глубина должна быть не менее 1,2 м.

При изменениях направления трассы необходимо обеспечить величину радиуса изгиба трубопровода не менее 20 внешних диаметров трубы.

Поверх ЗПТ прокладывается сигнальная лента, трасса маркируется замерными столбиками, устанавливаемыми над стыками строительных длин ЗПТ, над колодцами оперативного доступа, в местах пересечений с подземными коммуникациями, на углах поворота трассы.

На стыках строительных длин ВОК устанавливают колодцы оперативного доступа (КОД) для ввода в них ЗПТ, размещения оптических муфт и технологических запасов длин ОК. Колодцы оперативного доступа также устанавливаются в местах поворота кабельной линии на 90°, в местах разветвления кабельной линии, в местах ввода кабелей в здание.

В местах стыка строительных длин ВОК предусматривается технологический запас длины ВОК. Длина каждого конца ВОК должна быть не менее 10 м при монтаже муфт в автомашине и от 5 до 8 м при монтаже муфты в колодце, в помещении для ввода кабелей - 2 м. По окончании монтажа ВОК, смонтированную муфту и технологический запас длины ВОК, свернутый в бухту с допустимым радиусом изгиба, размещают в малогабаритном колодце оперативного доступа.

При задувке кабеля ДПО-П-8У (3х8) 2.7 кН необходимо соблюдать допустимые значения монтажных тяжений и изгибов, установленные для данного кабеля. Раскатку и задувку кабеля производить комплексной бригадой под руководством опытного производителя работ (мастера).

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							221
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Соединение технологических длин кабеля ВОЛС выполнить с помощью герметичных опτικο-волоконных муфт, разработанных для обеспечения защиты сращиваемых оптических волокон от внешних воздействий. В проекте предусмотрено применение соединительных муфт типа МОГ-У-23-1К4845 производства ОАО «Связьстройдеталь». Расчет количества муфт выполнен исходя из строительной длины кабеля 6000 метров.

Разделку кабеля, сварку волокон и монтаж муфт производить в строгом соответствии с инструкцией по монтажу конкретного типа муфты, разработанной и предоставленной изготовителем (поставщиком) муфт с учетом требований «Инструкции по монтажу муфты оптического кабеля» (ГК-У153.00.000 ИМ).

- Номер муфты;
- Марку кабеля;
- Наименование организации-владельца кабеля и объектов, между которыми проложен кабель.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		222

7.1.6.3 Надежность ВОЛС

Примененные технические решения при проектировании ВОЛС обеспечивают заданные параметры в течении всего срока службы линии, который должен быть не менее 25 лет.

ВОЛС состоит из линейно-кабельных сооружений, то есть волоконно-оптического кабеля, смонтированного в защитной полиэтиленовой трубе, оконечных станций, содержащих комплексы аппаратуры для приема-передачи информационных сигналов.

Вероятность отказа современной аппаратуры крайне низка, гарантирована производителем и имеет высокую ремонтпригодность и малое время восстановления. Поэтому, показатель надежности ВОЛС определяется в основном надежностью линейной части. Для обеспечения требуемых показателей надежности в проекте реализованы следующие мероприятия:

- При сооружении ВОЛС применены изделия, сертифицированные Госкомитетом по связи и информатике, и отраслевыми центрами электроэнергетики ОРГРЭС и ВНИИЭ;
- Аварийно-восстановительные работы ВОК должны проводиться с помощью ремонтной вставки.

7.1.7 Испытания

По окончании монтажа провести испытания, в объеме, который должен соответствовать РД 45.190-2002. В том числе предоставить исполнительную документацию на:

- Рефлектометрические измерения по каждому волокну на длинах волн 1,31 мкм и 1,55 мкм в электронном виде (в едином цифровом формате *.sor, с таблицами объектов) в двух направлениях и протоколы тестерных измерений на тех же длинах волн. Рефлектометрические измерения проводить с использованием паспортного показателя преломления. В случае, если установочные параметры прибора при измерениях всего элементарного кабельного участка не позволяют оценить (проанализировать) вводные муфты, то необходимо представить дополнительные измерения только вводных муфт.
- Географические координаты мест расположения всех муфт и всех колодцев оперативного доступа, и мест пересечений с коммуникациями в табличной форме. Измерения географических координат должны быть выполнены с использованием приемников GPS с точностью измерения не хуже 10 м.

Исполнительную схему фиксации трассы (грунт) выполнить в масштабе рабочих чертежей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	• Географические координаты мест расположения всех муфт и всех колодцев оперативного доступа, и мест пересечений с коммуникациями в табличной форме. Измерения географических координат должны быть выполнены с использованием приемников GPS с точностью измерения не хуже 10 м. Исполнительную схему фиксации трассы (грунт) выполнить в масштабе рабочих чертежей.						Лист	223
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ							
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

7.1.8 Общежития на 100 мест №1 с мед. Пунктом, комната досуга, тренажерный зал

Рабочим проектом предусматривается без проводной связь от существующего узла связи до проектируемой зданий для корпоративной сетью передачи данных с НГДУ «Жылыоймунайгаз» и для организаций телефонной связи.

Согласно новый технической условий проектом предусматривается:

В настоящее время в производственные корпуса м/р Западная Прорва в проектируемого общежитии предусмотрено антенна для передачи данных

Для организации телефонной сети, используется коммутатор для подключения IP телефонного аппарата и розетки RJ-45 и компьютеров.

Для организации корпоративной сети, предусматривается от коммутатора в телекоммуникационном шкафу кабинете в проектируемого столовый. Структурированная кабельная сеть в здании столовой организован на основе кабеля типа UTP.

Информационные розетки устанавливаются согласно планам в комнате для отдыха – 2 шт., в комната отдыха сотрудников – 2 шт.

Кабельный канал на рабочих местах и коммуникационные розетки установить на высоте 2,8м от уровня пола. Трасса прокладки кабельных лотков обуславливается требованиями пожарной безопасности 1 категории.

При прокладке кабеля расстояние от силовых кабелей должно быть не менее 150мм в тех местах, где в соответствии с планами прокладки кабелей, в одном декоративном коробе проходят и информационные, и силовые кабели, они должны прокладываться в отдельных секциях декоративных коробов (ПУЭ 2.1.16).

Таблица 1. Место установки и количество устанавливаемых телефонных розеток системы «IP»

№	Наименование	Количество, шт.	Примечание
1	Помещение администрации и персонала	2	
2	Кабинет вахтера	2	
	Всего	4	

Место установки и количество устанавливаемых телефонных аппаратов указаны в таблице 2.

Таблица 2. Место установки и количество устанавливаемых телефонных аппаратов

№	Наименование	Количество, шт.	Примечание
1	Кабинет администраций и персонала	1	
2	Кабинет вахтера	1	
	Всего	2	

В проекте предусматривается структурированная кабельная сеть в здания общежитии на основе кабеля типа UTP-6Cat. Сеть предназначена для построения ЛВС и организации рабочего места. Розетки RJ45 устанавливаются в кабинетах, указанных в таблице 3 и

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

соединяются с управляемым коммутатором с посредством патч-панели. В данном таблице количество розеток RJ45 приведена с запасом.

Таблица 3. Место установки и количество устанавливаемых розеток ЛВС

№	Наименование	Количество, шт.	Примечание
1	Кабинет администраций и персонала	2	
2	Кабинет отдыха	2	
3	Кабинет вахтера	2	
	Всего	6	

Проектом предполагается организация 1 рабочего места с установкой персонального компьютера HP EliteOne 800 G3 и принтера в кабинете администраций и персонала

Кабельный канал на рабочих местах и коммуникационные розетки установить на высоте 0,4м от уровня пола. Трасса прокладки кабельных лотков обуславливается требованиями пожарной безопасности 1 категории.

При прокладке кабеля расстояние от силовых кабелей должно быть не менее 150мм в тех местах, где в соответствии с планами прокладки кабелей, в одном декоративном коробе проходят и информационные, и силовые кабели, они должны прокладываться в отдельных секциях декоративных коробов (ПУЭ 2.1.16).

Информационные розетки устанавливаются согласно планам.

7.1.9 Столовой на 100 мест

В настоящее время в производственные корпуса м/р Западная Прорва в проектируемого зданий столовый предусмотрено антенна от строго столовый

Для организации телефонной сети, используется существующий коммутатор для подключения IP телефонного аппарата и розетки RJ-45 и компьютеров.

Для организации корпоративной сети, предусматривается от существующего коммутатор в существующий телекоммуникационном шкафу кабинете заведующего в проектируемого столовый. Структурированная кабельная сеть в здании столовой организован на основе кабеля типа UTP (outdoor).

Информационные розетки устанавливаются согласно планам в кабинете заведующего – 3 шт., в комната отдыха сотрудников – 2шт.

Кабельный канал на рабочих местах и коммуникационные розетки установить на высоте 2,8м от уровня пола. Трасса прокладки кабельных лотков обуславливается требованиями пожарной безопасности 1 категории.

При прокладке кабеля расстояние от силовых кабелей должно быть не менее 150мм в тех местах, где в соответствии с планами прокладки кабелей, в одном декоративном коробе проходят и информационные, и силовые кабели, они должны прокладываться в отдельных секциях декоративных коробов (ПУЭ 2.1.16).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист	
											225
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

7.1.10 Техника безопасности и охрана труда

Организация безопасности высокопроизводительного труда на производстве возложена на административно-технический персонал подрядной организации.

Мероприятия по технике безопасности и охране труда должны обеспечиваться правильной организационно-технической подготовкой к строительству и выполнением работ в полном соответствии с действующими нормами, правилами и технологическими картами.

Противопожарные мероприятия должны быть предусмотрены первичными средствами: песком, водой, ручными пенными, углекислотными и порошковыми огнетушителями, а при необходимости должна быть вызвана ближайшая пожарная команда.

Монтаж ВОК не должен производиться при гололеде, при сильном снегопаде, дожде, грозе.

При строительстве ВОЛС предусматривается выполнение в полном объеме всех защитных мер электробезопасности, предусмотренных:

- Правилами устройств электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК);
- Требованиями директив IEEE / ICNIRP в отношении пределов воздействия излучаемой радиочастотной энергии при профессиональной/контролируемой эксплуатации.

Защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СН РК 4.04.07-2019, ПУЭ РК 2022.

Корпуса телекоммуникационных шкафов и оборудования должны быть заземлены.

Требования охраны труда и промсанитарии должны обеспечиваться следующими решениями:

- отделкой стен в цвет, отвечающий требованиям производственной эстетики;
- устройством полов, отделкой стен и потолков материалами, создающими требуемые санитарно-гигиенические условия труда;
- созданием требуемого температурного режима в используемых помещениях с помощью систем вентиляции и кондиционирования;
- обеспечением контроля, сигнализации и автоматического регулирования работы вентиляционных систем.

Проведение ремонтных и настроечных работ с проектируемыми антеннами допускается только при выключенных передатчиках.

Разработка траншей при пересечении с ЛЭП 0,4 - 10кВ, с подземными коммуникациями предусматривается ручным способом.

До начала работ по рытью траншей строительная организация должна вызвать представителей организаций, эксплуатирующих подземные коммуникации, с целью уточнения места и глубины заложения существующих коммуникаций. Точное расположение подземных

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							226
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:
- СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- [СН РК 2.02-02-2023](#) Нормы оборудования зданий, помещений автоматической пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения людей о пожаре;
- ПУЭ РК 2022 Правила устройства электроустановок республики Казахстан.

7.2.2 Функции системы автоматической пожарной сигнализации

Целью разработки настоящего раздела к проекту является создание автоматизированной системы пожарной сигнализации, способной обеспечить раннее предупреждение о возгорании.

Создаваемая система АПС будет состоять из следующих подсистем:

- Системы обнаружения очага возгорания;
- Системы передачи данных;
- Системы светозвукового оповещения;

Объекты установки системы автоматической пожарной сигнализации

В качестве объекта, оборудуемых АПС рассматриваются на технологической площадке.

7.2.3 Основные решения по автоматической пожарной сигнализации

Согласно заданию, на проектирования проектом предусматривается установка систем пожарной сигнализации на технологические установки:

- ручных пожарных извещателей для предупреждения одним работником о возгорания объекта и/или объектов других персоналов;
- светозвуковых оповещателей для предупреждения о возгорания объекта и/или объектов других персоналов.
- Датчик пламени для обнаружения быстроразвивающихся пожаров на площадке.

Проектом предусмотрена установка ручных пожарных извещателей (Спектрон-512-EXD-A/Н-ИПР) на площадке уровне 1,5 метра от уровня земли. В соответствии СН РК 2.02-2019 и СП РК 2.02-102-2014 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» расстояние между ручными пожарными извещателей не превышает 100 метров вне зданий по каждому направлению эвакуации. Ручные пожарные извещателей установлены в местах, удаленных от электромагнитов и других устройств, воздействие которых может вызвать самопроизвольное срабатывание ручного пожарного извещателей. Места установки ручных пожарных извещателей имеют освещенность не менее 50 лк.

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Проектом предусмотрена установка ручных пожарных извещателей (Спектрон-512-EXD-A/Н-ИПР) на площадке уровне 1,5 метра от уровня земли. В соответствии СН РК 2.02-2019 и СП РК 2.02-102-2014 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» расстояние между ручными пожарными извещателей не превышает 100 метров вне зданий по каждому направлению эвакуации. Ручные пожарные извещателей установлены в местах, удаленных от электромагнитов и других устройств, воздействие которых может вызвать самопроизвольное срабатывание ручного пожарного извещателей. Места установки ручных пожарных извещателей имеют освещенность не менее 50 лк.						Лист	
Инв. № подл.	Подпись и дата							0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	228
Инв. № подл.	Подпись и дата	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Извещатель пожарный пламени взрывозащищенный (С2000-Спектрон-607-Exd-H) устанавливается на высоте опоры достаточной для определение наличие открытого пламени в зоне его видимости. Размещение извещателей пламени обеспечивает возможность зон со значительным теплообменом и открытых площадок, невозможно применение тепловых и дымовых извещателей.

Светозвуковые оповещатели (BC-07e-Ex-3И) монтируется на высоте достаточной для прослушивания и визуального наблюдения при оповещении о пожаре. Размещение светозвуковых оповещателей обеспечивает общий уровень звука не менее 75 дБ на расстоянии 3 метра от оповещателя, но не более 110 дБ в любой точке защищаемого помещения. Сигналы звукового оповещения отличаются от сигналов другого назначения. Оповещатели не имеют регуляторов громкости и подключены к сети без разъемных устройств.

Прибор приемно-контрольный и охранно-пожарный ППКОП “С2000-КДЛ” устанавливается в здании операторной на уровне 1,5 метра, предназначен для использования в системах пожарной, охранно-пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения объектов, расположенных во взрывоопасных зонах.

Прибор осуществляет непрерывный контроль состояния четырех (в вариантном исполнении – двух) искробезопасных шлейфов сигнализации (ШС), принимает сигналы от пожарных извещателей и осуществляет их электропитание, выдает сигналы адресного управления автоматическими средствами пожаротушения (АСПТ), а также сигналы на пульт централизованного наблюдения (ПЦН), и на устройства оповещения (УО).

Шлейфы сигнализации могут конфигурироваться для работы как в пожарном, так и в охранном режиме с возможностью ручной постановки/снятия с охраны.

Прибор имеет входные искробезопасные цепи уровня "ia" подгруппы ИВ, имеет маркировку взрывозащиты [Ex ia Ga] ИВ, соответствует требованиям ГОСТ 31610.0, ГОСТ 31610.11 и предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Прибор обеспечивает:

- автоматическую передачу на ПЦН отдельных извещений о пожаре, внимании, а также об охранной тревоге и неисправностях;
- местную световую и звуковую сигнализацию отдельных извещений о норме, внимании, пожаре, охранной тревоге и неисправностях для каждого шлейфа;
- возможность послышки в ручной пожарный извещатель сигнала квитирования;
- формирование стартового импульса запуска средств АСПТ (раздельно по каждому направлению) без задержки или с задержкой (на 10,40,80,120 с.) после регистрации тревоги;

Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист
		0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ						
Инв. № подл.		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	229

- для охранного типа шлейфа программирование параметров охраны: задержка взятия (30,60,120с.), задержка тревоги (30,60,120с.), время интегрирования;
- для охранного типа шлейфа управление выносным световым индикатором охраны;
- программирование и отображение параметров прибора на ПК через интерфейс RS485.

Приемно-контрольный прибор охранно-пожарный “С2000-КДЛ” устанавливается шкаф пожарной сигнализаций на стене операторной, на высоте 1,5м от уровня пола.

7.2.4 Электропитание автоматической пожарной сигнализаций

По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые установки относятся к 1 категории согласно ПУЭ РК от 2022г.

Для обеспечения бесперебойного электропитания предусмотрен прибор приемно-контрольный и охранно-пожарный ППКОП “С2000-КДЛ”, который имеет встроенный резервированный источник питания.

Для защиты от поражения электрическим током предусматривается использование существующих контуров заземления зданий и сооружения

Подвод первичного электропитания осуществляется от существующих автоматов питания оборудования АПС.

7.2.5 Монтаж оборудования

Работы по монтажу технических средств автоматической установки пожарной сигнализации должны производиться в соответствии с утвержденной проектной документацией, [СН РК 2.02-102-2022](#) «Пожарная автоматика зданий и сооружений», СН РК 2.02-02-2023 Нормы оборудования зданий, помещений автоматической пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения людей о пожаре, [СП РК 4.04-106-2013](#) «Электрооборудование жилых и общественных зданий. Правила проектирования», ПУЭ РК от 2022, СТ РК ГОСТ Р 50776-2010 «Системы тревожной сигнализации», действующих государственных стандартов и других нормативных документов. Отступления от рабочей документации в процессе монтажа технических средств сигнализации не допускаются без согласования с заказчиком, с проектной организацией – разработчиком проекта, с органами государственного пожарного надзора. Изделия и материалы, применяемые при производстве работ, должны соответствовать спецификациям проекта, государственным стандартам, техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие их качество.

Крепление приборов систем пожарной сигнализаций на стене и потолке произвести саморезами с дюбелями.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист	
											230
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

7.2.6 Кабельная продукция

Выбор проводов и кабелей, способы их прокладки для организации шлейфов и соединительных линий пожарной сигнализации, произведен в соответствии с ПУЭ РК от 2022, СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства», требованиями СН РК 2.02-102-2022 и СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» и технической документацией на приборы и оборудование системы.

Шлейфы пожарной сигнализации проложены с условием обеспечения автоматического контроля целостности их по всей длине и выполнены самостоятельными проводами и кабелями с медными жилами.

Шлейфы пожарной сигнализации выполнены кабелем МКЭШВнг-FRLS 1х2х1,5.

Шлейфы пожарной сигнализации в защищаемых помещениях и по трассам прокладываются отдельно от всех силовых, осветительных кабелей и проводов. При параллельной открытой прокладке расстояние между проводами и кабелями шлейфов пожарной сигнализации и соединительных линий с силовыми и осветительными проводами должны быть не менее 0,5 м. При необходимости прокладки этих проводов и кабелей на расстоянии менее 0,5 м от силовых и осветительных проводов они должны иметь защиту от наводок.

Расстояние от кабелей и изолированных проводов, прокладываемых открыто, непосредственно по элементам строительных конструкций помещений до мест открытого хранения (размещения) горючих материалов, должно быть не менее 0,6 м. При пересечении проводов и кабелей с трубопроводами расстояние между ними в свету должны быть не менее 50мм. При параллельной прокладке расстояние от проводов до трубопроводов должно быть не менее 10 мм. Кабели питания 220В прокладываются отдельно от слаботочных цепей.

7.2.7 Заземление

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование установок автоматической пожарной сигнализации должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ РК 2022, СН РК 4.04-07-2023 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства». Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с требованиями «Инструкции по выполнению сети заземления в электроустановках» – СН РК 4.04-07-2023. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, должно быть не более 4 Ом. В качестве заземляющего устройства используются устройства, предусмотренные в электротехнической части проекта.

7.2.8 Перечень нормативный литературы

- СП РК 2.02-101-2022 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							231
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- СН РК 2.02-02-2023 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»;
- ПУЭ РК 2022 «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан».

7.3 СИСТЕМА ОХРАННОГО ТЕЛЕВИДЕНИЯ

7.3.1 Исходные данные

Раздел «Система охранного телевидения» рабочего проекта разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 03.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбамунайгаз».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбамунайгаз»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

При разработке рабочей документации использовалась следующая нормативная документация:

- ГОСТ Р 51588-2014 «Системы охранные телевизионные»;
- СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства».
- ПУЭ РК 2022 «Правила устройства электроустановок».
- ПУЭ РК 2022 «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан».

7.3.2 Основные технические решения.

Система охранного телевидения (СОТ) предназначена для наблюдения и записи видеoinформации о событиях, происходящих по периметру стен и на прилегающей к объекту территории. СОТ обеспечивает выполнение следующих требований:

- просмотр видеoinформации в реальном времени;
- запись и архивирование видеoinформации для последующего анализа событий и хранение её в течение требуемого срока;
- просмотр записанной видеoinформации;
- визуальный контроль объекта охраны и прилегающей территории;
- возможность одновременного наблюдения изображения с видеокамер несколькими операторами;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
							232
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Сетевые фиксированные цилиндрический видеокамеры устанавливаются на прожекторной мачте. Установка камер должна быть произведена в верхних точках (максимально-возможных). Направление установки камеры должна производиться с учетом зоны обзора. При монтаже оборудования зоны обзора уточняются.

Размещение приборов должно исключать их случайное падение или перемещение по установочной поверхности, при котором возможно повреждение подключаемых проводов и кабелей. При размещении приборов необходимо обеспечить нормальную освещенность приборных панелей. Запрещается устанавливать приборы ближе 1м. от элементов системы отопления.

7.3.4 Особенности монтажа средств системы охранного телевидения

Работы по монтажу технических средств системы охранного телевидения должны производиться в соответствии с утвержденной проектной документацией, СП, ПУЭ РК, РД 01-94, пособия к РД 78.145-93, действующих государственных стандартов и других нормативных документов. Отступления от рабочей документации в процессе монтажа технических средств сигнализации не допускаются без согласования с заказчиком, с проектной организацией – разработчиком проекта, с органами государственного пожарного надзора. Изделия и материалы, применяемые при производстве работ, должны соответствовать спецификациям проекта, государственным стандартам, техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие их качество.

7.3.5 Электропитание и заземление

Электропитание камер осуществляется от источника бесперебойного питания через неуправляемый PoE коммутатор.

Остальное оборудование запитывается от проектируемого силового щита.

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование установок системы охранного телевидения должно быть надежно заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ РК 2022, [СН РК 4.04-07-2019](#). Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с требованиями [СН РК 4.04-07-2019](#) “Электротехнические устройства”. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, должно быть не более 4 Ом. В качестве заземляющего устройства используются устройства, предусмотренные в электротехнической части проекта.

7.3.6 Кабельная продукция

Для защиты от электромагнитного воздействия проводка трасс кабелей для ввода и вывода сигналов выполнена экранированным кабелем.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист	
											234
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Экраны и оболочки кабелей для ввода и вывода сигналов заземлить с одного конца путем электрического присоединения к изолированным шинам системного заземления.

Сопrotивление контура инструментального заземления не более 1 Ом. Сопrotивление контура защитного заземления не более 4 Ом.

Выбор проводов и кабелей, способы их прокладки для организации шлейфов и соединительных линий системы охранного телевидения произведен в соответствии с ПУЭ РК 2022, технической документации на приборы и оборудование системы.

Кабели системы охранного телевидения проложены с условием обеспечения автоматического контроля целостности их по всей длине и выполнены самостоятельными проводами и кабелями с медными жилами.

Кабель для передачи видеосигнала от камер запроектирован экранированным (FTP), многожильным 4 - х парным кабелем 6 категории, марки FTP 6 cat outdoor. Кабель прокладывается по стене в пластмассовом кабельном канале 25х25 по стенам и над потолком здания.

Кабели системы охранного телевидения прокладываются отдельно от всех силовых, осветительных кабелей и проводов. При параллельной открытой прокладке расстояние между проводами и кабелями системы охранного телевидения и соединительных линий с силовыми и осветительными проводами должны быть не менее 0,5 м. При необходимости прокладки этих проводов и кабелей на расстоянии менее 0,5 м от силовых и осветительных проводов они должны иметь защиту от наводок. Допускается уменьшить расстояние до 0,25 м от проводов и кабелей и соединительных линий без защиты от наводок до одиночных осветительных проводов и контрольных кабелей.

Расстояние от кабелей и изолированных проводов, прокладываемых открыто, непосредственно по элементам строительных конструкций помещений до мест открытого хранения (размещения) горючих материалов, должно быть не менее 0,6 м. При пересечении проводов и кабелей с трубопроводами расстояние между ними в свету должны быть не менее 50 мм. При параллельной прокладке расстояние от проводов до трубопроводов должно быть не менее 10 мм. Кабели питания 220В прокладываются отдельно от слаботочных цепей.

7.3.7 Перечень нормативной литературы

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СНиП РК 3.02-10-2010 «Устройства связи, сигнализации и диспетчеризации инженерного оборудования жилых и общественных зданий нормы проектирования»; • МСН 3.02-03-2002 «Административно-бытовые здания»;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	не менее 10 мм. Кабели питания 220В прокладываются отдельно от слаботочных цепей.								
			7.3.7 Перечень нормативной литературы								
			• СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»; • СНиП РК 3.02-10-2010 «Устройства связи, сигнализации и диспетчеризации инженерного оборудования жилых и общественных зданий нормы проектирования»; • МСН 3.02-03-2002 «Административно-бытовые здания»;								
Инв. № подл.								0208-1006276/2024/1//80-01-01-СС.АПС.СОТ		Лист	
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата						235

- ВСН 600-81 «Инструкция по монтажу сооружений и устройств связи»; • ISO/IEC 11801 2000–2002 «Информационные технологии. Структурированные кабельные системы для офисных помещений»;
- СН РК 2.02-02-2019 и СП РК 2.02-102-2022 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;
- СН РК 2.02-11-2002 Нормы оборудования зданий, помещений автоматической пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения людей о пожаре;
- СНиП РК 3.02-10-2010 «Устройства связи, сигнализации и диспетчеризации инженерного оборудования жилых и общественных зданий нормы проектирования»;
- ГОСТ Р 51588-2014 «Системы охранные телевизионные»;
- СН РК 4.04-07-2019 и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства».
- ПУЭ РК 2022 «Правила устройства электроустановок».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-СС.АПС.СОТ	Лист
										236
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

8. НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					ТЭО	237	8
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

ВВЕДЕНИЕ

Раздел «НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ» разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №1006276/2024/1 от 03.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбамунайгаз».

ВИД СТРОИТЕЛЬСТВА: новое строительство.

ЗАКАЗЧИК: АО «Эмбамунайгаз».

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», государственная лицензия от 20 декабря 2021 года №21033642, I – категория, выданная ГУ «Управление контроля и качества городской среды города Нур-Султан», приложение к государственной лицензии от 20 декабря 2021 года.

Раздел «Наружное газоснабжение» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбаунайгаз»;
- Технические условия на газоснабжение от 2024 г от АО «Эмбаунайгаз».

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

Раздел «ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.07.2021 г.)
- ГОСТ 21.610-85 «Газоснабжение. Наружные газопроводы»;
- СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы»;
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы»;

Инв. № подл.	Подпись и дата	взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности: - Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (с <u>изменениями и дополнениями</u> по состоянию на 11.07.2021 г.) - ГОСТ 21.610-85 «Газоснабжение. Наружные газопроводы»; - СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы»; - СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»; - МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы»;					
		0208-1006276/2024/1//80-01-01- ГСН Листм 238					
Инв. № подл.		Изм.	Кол.	Листм	№док	Подпись	Дата

8.2 Газорегуляторный пункт с газовым обогревом ГРПШ-13-2НУ1

8.2.1 Технические характеристики ГРПШ-13-2НУ1

Для снижения высокого давления газа до низкого устанавливается газорегуляторный пункт шкафного типа ГРПШ-13-2НУ1 с без катушки под счетчика без водяного отопления с основной и резервной линиями редуцирования.

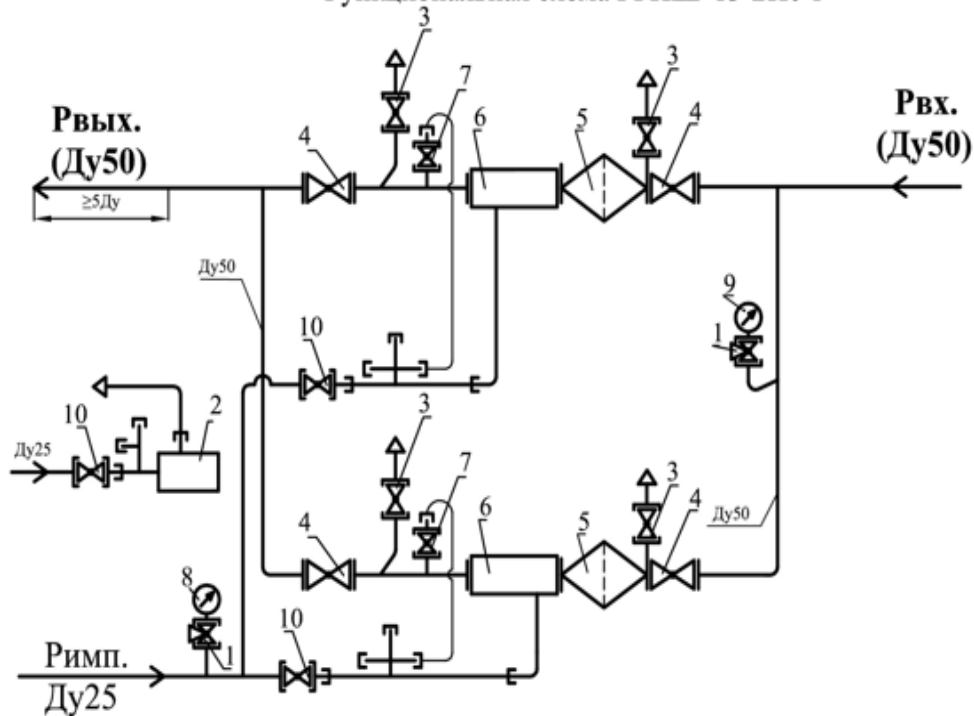
В ГРПШ-13-2НУ1 стандартную комплектацию входят:

- Металлический шкаф (стандартно окрашенный, порошковой краской);
- Регулятор давления газа РДГ-50Н/30/14;
- Газовый фильтр ФГС-50;
- Входной манометр;
- Запорная арматура (краны шаровые);
- Предохранительно-сбросной клапан;
- Выходной манометр;

Ниже в рис.1. Функциональная схема ГРПШ-13-2НУ1 с основной и резервной линией редуцирования с регулятором давления газа РДГ-50Н.

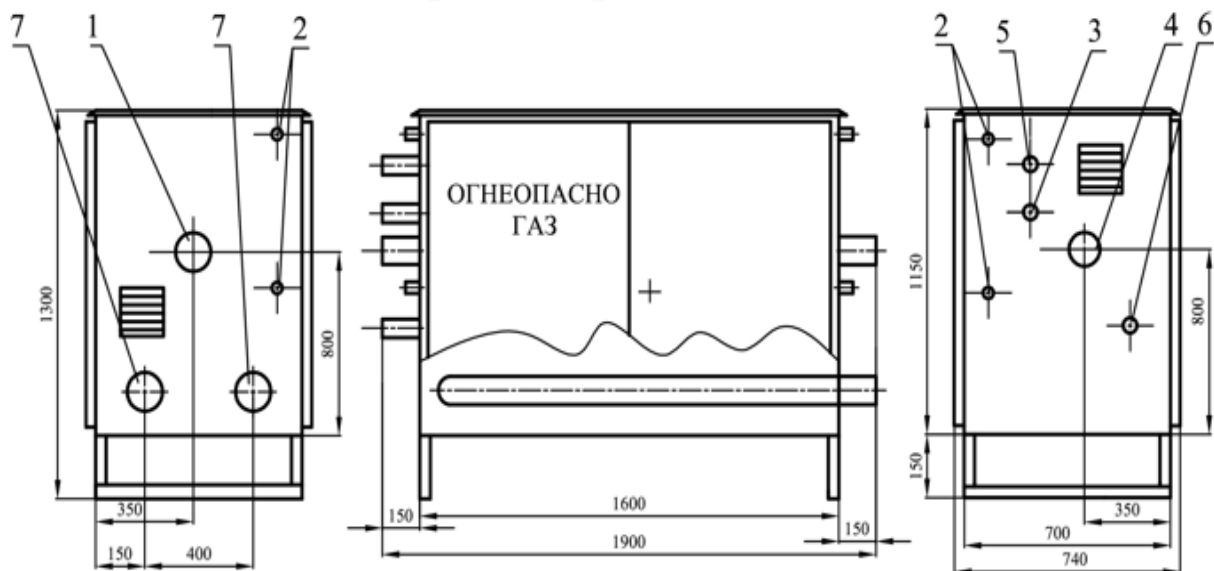
Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- ГСН	Лист	
											240
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Функциональная схема ГРПШ-13-2НУ1

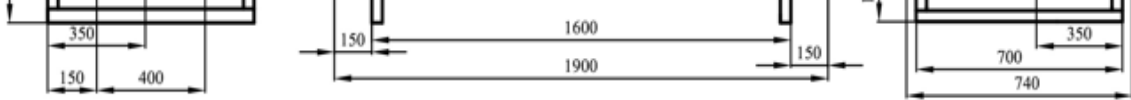


- 1 - кран манометрический - 2 шт; 2 - предохранительный сбросной клапан ПСК-25С/50- 1 шт;
 3 - кран шаровой КШ-20 - 4 шт; 4 - кран шаровой КШ-50 - 4 шт; 5 - фильтр ФГС-50 - 2 шт;
 6 - регулятор давления газа РДГ-50Н/30/14 - 2 шт; 7 - кран шаровой КШ-15 - 2 шт;
 8 - выходной напормер - не комплектуется; 9 - входной манометр - 1 шт; 10 - кран шаровой КШ-25 - 3 шт.

Габаритный чертеж ГРПШ-13-2НУ1



- 1 - Рвх. (Ду50); 2 - продувочный патрубок (Ду20); 3 - вход ПСК-25С/50 (Ду25);
 4 - Рвых.(Ду50); 5 - выход ПСК-25С/50 (Ду25); 6 - подвод импульса к регуляторам (Ду25);
 7 - подвод водяного контура отопления (Ду50).

Инв. № подл.	Подпись и дата	 1 - Рвх. (Ду50); 2 - продувочный патрубок (Ду20); 3 - вход ПСК-25С/50 (Ду25); 4 - Рвых.(Ду50); 5 - выход ПСК-25С/50 (Ду25); 6 - подвод импульса к регуляторам (Ду25); 7 - подвод водяного контура отопления (Ду50).					
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01- ГСН	
						241	

8.2.2 Устройство и принцип работы ГРПШ-13-2НУ1

ГРПШ-13-2НУ1 представляет собой металлический шкаф. В шкафу размещено технологическое оборудование. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери.

Шкафные газорегуляторные пункты ГРПШ предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления, и автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки газа поставляемого потребителю по ГОСТ 5542–87.

Условия эксплуатации пункта должны соответствовать климатическому исполнению У1 (ХЛ1) категории 1 по ГОСТ 15150–69, для работы окружающей среды от минус 40 до +60°С (от минус 60 до +60°С). По индивидуальному заказу предприятие-изготовитель ТОО «АКВАГАЗ» изготавливает пункты с обогревом, обогреватель устанавливается под днищем металлического шкафа и используется в холодное время года.

Газ по входному трубопроводу через входной кран 10, поступает в фильтр 5 (где происходит очистка газа от механических примесей, окалины и пыли), затем поступает к регулятору давления газа 6, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран 4 поступает к потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается предохранительный сбросной клапан 2, и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор. На входном и выходном газопроводе установлены манометры 8, 9 предназначенные для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю через резервную линию. При необходимости используются обе линии одновременно, пропускная способность при этом возрастает.

На газопроводе после входного крана и после регулятора давления газа предусмотрены продувочные трубопроводы.

Для проработки изготовления ГРПШ требуется заполнить форму технического задания (Опросной Лист), исходя из этого складывается цена ГРПШ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- ГСН	Лист	
											242
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

8.3 Техника безопасности

Газопроводы и газовые приборы представляют значительную опасность для окружающих, т.к. возникающие в результате утечек или аварийного разрыва труб, загазованные зоны могут превратиться в очаги взрывов, пожаров или места отравления людей.

Основные решения: подготовка газопроводов и приборов к эксплуатации, испытания на прочность и плотность. Все газопроводы герметизированы.

Соединения стальных труб предусмотрены на сварке, в местах установки отключающей арматуры на резьбе.

На отопительной горелке установлен блок автоматики безопасности. Объем помещения, где устанавливаются газовые приборы соответствуют требованиям норм.

В помещениях, где установлены газовые приборы предусматривается естественная вентиляция через вентиляционный канал.

К монтажу, эксплуатации и обслуживанию газопроводов; должны допускаться лица, обученные безопасным методам работы и сдавшие экзамены комиссии, назначенной предприятием. Перед работой все лица проходят инструктаж по технике безопасности.

Работники, эксплуатирующие газовые приборы проходят специальный инструктаж по эксплуатации приборов.

8.4 Охрана окружающей среды

Установка горелок на газе снижает выброс в атмосферу окислов азота и сажи. Оснащение горелок автоматикой безопасности и регулирования обеспечивает наилучший режим сгорания топлива.

8.5 Контроль физическими методами

Контролю физическими методами подлежат стыки законченных строительством участков газопроводов, выполненных электродуговой и газовой сваркой газопроводы из стальных труб.

Контроль стыков стальных газопроводов проводят радиографическим - по ГОСТ 7512 и ультразвуковым методами по ГОСТ 14782,.

Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом. При получении неудовлетворительных результатов радиографического контроля хотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50% общего числа стыков. В случае повторного выявления дефектных стыков все стыки, сваренные конкретным

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- ГСН	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		243

сварщиком на объекте в течение календарного месяца и проверенные ультразвуковым методом, должны быть подвергнуты радиографическому контролю.

Исправление дефектов шва стыков стальных газопроводов, выполненных газовой сваркой, не допускается. Исправление дефектов шва, выполненного дуговой сваркой, допускается проводить удалением дефектной части и заварки ее заново с последующей проверкой всего сварного стыка радиографическим методом. Превышение высоты усиления сварного шва относительно размеров, установленных ГОСТ 16037, разрешается устранять механической обработкой. Подрезы следует исправлять наплавкой ниточных валиков высотой не более 2-3 мм, при этом высота ниточного валика не должна превышать высоту шва. Исправление дефектов подчеканкой и повторный ремонт стыков не допускается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- ГСН	Лист	
											244
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

9. МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					ТЭО	245	37
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

9.1 ВВЕДЕНИЕ

Технико-экономическое обоснование к проекту "Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на месторождении «Западная Прорва». Магистральный/промысловый газопровод после У(К)ПГ/УОГ разработан на основании договора №1006276/2024/1 от 03.07.2024г.

Заказчик проекта - АО «Эмбаунайгаз».

Целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В соответствии с заданием на разработку ТЭО рассмотрены следующие варианты:

- Вариант 1. Строительство системы сбора и подготовки газа на УПГ для получения товарного газа.
- Вариант 2. Строительство системы сбора и подготовки газа на УКПГ с получением товарного газа и СУГ.
- Вариант 3. Строительство системы сбора и установка осушки газа с транспортировкой на ГСП Толкын до Боранкольском ГПЗ.



Рис. 1 Матрица вариантов

Также в рамках качественного рассмотрения в ТЭО выполнено разделение по 4-м основным объектам, которые могут были рассмотрены отдельно:

- Объект 1. «Система сбора скважинной продукции»;
- Объект 2. «Установка подготовки газа или осушки газа»;
- Объект 3. «Магистральный/промысловый газопровод после УПГ/УОГ»;
- Объект 4. «Вспомогательные объекты и сооружения»

Инв. № подл.	Подпись и дата	Также в рамках качественного рассмотрения в ТЭО выполнено разделение по 4-м основным объектам, которые могут были рассмотрены отдельно: • Объект 1. «Система сбора скважинной продукции»; • Объект 2. «Установка подготовки газа или осушки газа»; • Объект 3. «Магистральный/промысловый газопровод после УПГ/УОГ»; • Объект 4. «Вспомогательные объекты и сооружения»					
Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		246

9.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Месторождение Западная Прорва входит в состав нефтегазодобывающего управления «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» и в настоящее время производит добычу, сбор и первичную подготовку нефти и газа на 12 месторождениях: Сагидолла Нуржанов, Западная Прорва, Актюбе, Досмухамбетовское, Акингень, Кисимбай, Аккудук, Каратон, Косчагыл, Кульсары, Терень – Узюк и Тюлюс.



Рис. 2 Обзорная карта

Месторождение Западная Прорва открыто в 1967 г. после получения промышленного притока нефти из интервала верхнеюрских отложений (ранее горизонт VIII3, ныне горизонт Ю-III-1) дебитом 25,8 т/сут на 5 мм штуцере при газовом факторе 348,8 м³/т по скв. 25, пробуренной на выявленном Западно-Прорвинском поднятии на основе результатов проведенной в 1960–1963 гг. гравirazведки и сейсморазведки методом МОВ.

Месторождение Западная Прорва приурочено к одноименной антиклинальной структуре в надсолевом комплексе в пределах Прикаспийской НГП, Астраханско-Актюбинской НГО, Приморско-Астраханского НГР, Боранколь-Прорвинская НГЗ.

Разработка месторождения начата в соответствии с «Комплексной технологической схемой разработки...», составленной ЦНИЛ ПОЭН в 1976 г.

Действующим проектным документом, согласно которому разрабатывается месторождение Западная Прорва, является «Дополнение к уточненному проекту разработки...» 2015 г. (Протокол КомГео МИиР РК №27-5-1063-И от 14 мая 2015 г.),

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1/80-01-01- МГ

составлен на основе утвержденных ГКЗ в 2013 и 2014 гг. отчетов по Пересчету запасов и Переводу запасов в промышленные категории для дальнейшей промышленной разработки месторождения.

9.2.1 Общие данные

Рассматриваемая территория находится в 360-и километрах к юго-востоку от города Атырау. В административном делении участок территории расположен на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Сообщение с месторождением С. Нуржанова осуществляется по автомобильной дороге от г. Кульсары. Ближайшие населенные пункты – на севере г.Кульсары Атырауской области, находящийся в 175-и км. Кульсары одновременно является крупной железнодорожной станцией. Областной центр, город Атырау, расположен на расстоянии 400км от начальной точки трассы.

Поселок Боранколь (станция Опорная) Мангистауской области расположен в 105-и км на северо-востоке от проектируемого объекта.

9.2.2 Климатические данные

Район строительства характеризуется следующими условиями:

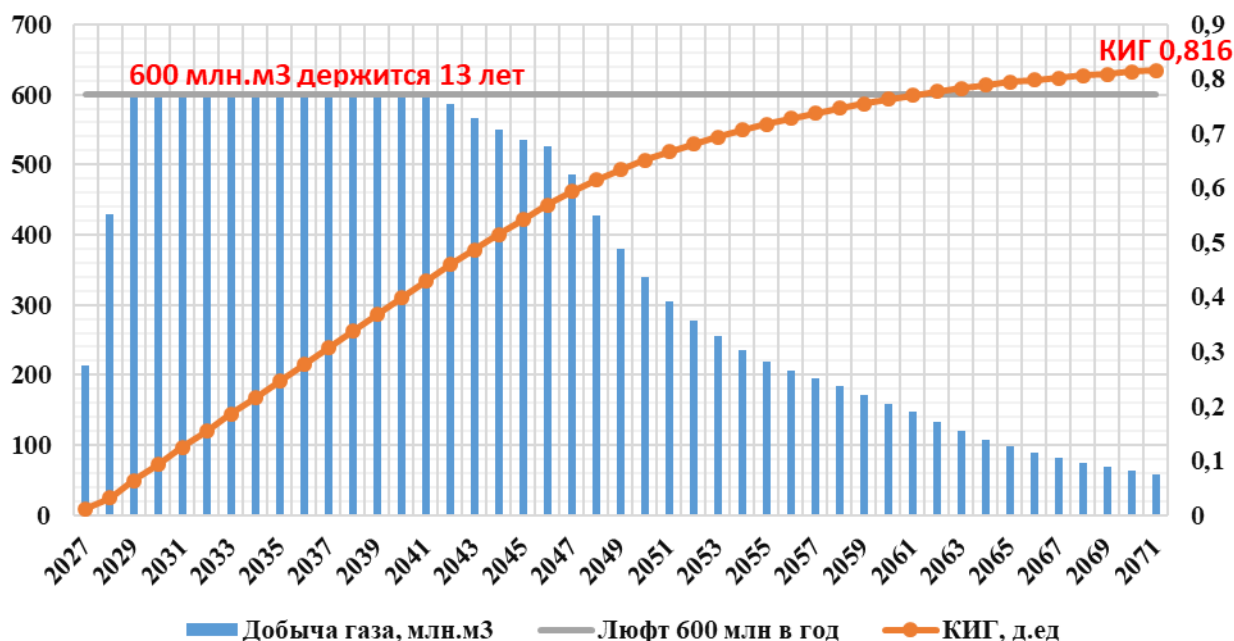
- климатический район строительства по СП РК 2.04-01-2017 IV г;
- расчетная зимняя температура воздуха по СП РК 2.04-01-2017 -22°С
- абсолютный минимум достигает -34,7°С;
- абсолютный максимум равен +45,1°С;
- вес снегового покрова для I снегового района по СНиП 2.01.07-85 50кгс/м²;
- скоростной напор ветра для III ветрового района 1 раз в 15 лет составляет 55Н/м2, скорость ветра V = 30 м/с

Нормативная глубина промерзания для суглинков и глин – 1,1м. Нормативная глубина промерзания для супесей и песков мелких и пылеватых – 1,35м.

Район строительства находится в зоне умеренно жарких, резко засушливых пустынных степей и имеет резконтинентальный аридный климат. Континентальность и аридность климата находят выражение в резких амплитудах суточных, среднемесячных и среднегодовых температурах воздуха и в малых количествах выпадающих здесь осадков. На формирование рельефа существенное влияние оказывают ветры. Влияние Каспийского моря на климат прилегающих к нему территорий весьма ограничено.

9.2.3 Обеспечение предприятия ресурсами

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
										249
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



9.2.4 Мощность предприятия

Производственная мощность предприятия определена с учетом прогнозного профиля добычи газа и составляет 600,0 млн.м³ в год.

На сегодняшний день компания АО «Эмбаунайгаз» занимается добычей и реализацией нефти.

Западная Прорва - нефтегазоконденсатное месторождение расположено в юго-восточной части в Южно-Эмбенском нефтеносном районе Прикаспийской впадины, в Атырауской области Казахстана, в 175 км к юго-востоку от г. Атырау. Месторождение открыто в 1964 году. Геологические запасы оценивается 50 млн тонн. нефти.

9.2.5 Исходные данные для технологических расчетов

Согласно техническому заданию на проектирование производственная мощность газопровода от У(К)ПГ до ГСП «Толкын» составляет 165 млн.нм³/год (+15%; -30%).

давление транспортируемого газа от У(К)ПГ/УОГ,	МПа	7,6
давление транспортируемого газа в точке врезки на МГ “САЦ-1” ø1220х15,4	МПа	5,5
давление транспортируемого газа в точке врезки на ГСП Толкын.	МПа	5,5
температура транспортируемого газа от У(К)ПГ/УОГ,	°С	+15
температура транспортируемого газа в точке врезки на МГ “САЦ-1” ø1220х15,4.	°С	+0
температура транспортируемого газа в точке врезки на ГСП Толкын.	°С	+25

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Таблица 3.1 - Компонентный состав газа

№	Компоненты	мольн, %	масс, %	об, %
1	Метан	88,139	74,290	82,176
2	Этан	5,121	8,090	7,532
3	Пропан	3,189	7,388	4,829
4	Изо-Бутан	0,780	2,381	1,403
5	н-бутан	1,244	3,798	2,157
6	Изо-Пентан	0,248	0,938	0,499
7	н-Пентан	0,201	0,764	0,402
8	Гексан	0,075	0,338	0,169
9	Гептан	0,029	0,150	0,072
10	Октан	0,015	0,092	0,043
11	Нонан	0,005	0,035	0,016
12	Декан	0,002	0,012	0,005
13	Азот	0,565	0,831	0,341
14	CO2	0,369	0,853	0,342
15	H2S	0,000	0,000	0,000
16	H2O	0,004	0,004	0,001
17	Ундекан (C11)	0,000	0,003	0,002
18	Додеканы (C12)	0,000	0,001	0,000
37	Кислород	0,014	0,023	0,007
38	Толуол	0,000	0,002	0,001
39	Бензол	0,001	0,005	0,002

9.2.6 Моделирование и расчет вариантов транспортировки товарного/сырого газа (газопроводов) от УКПГ/УОГ 3.Прорва до БГПЗ и МГ “САЦ-1” в ПО Pipesim

В рамках разработки Технико-экономического обоснования «Обустройство газовых залежей месторождения Западная Прорва, Атырауская область» были выполнены моделирование и расчет транспортировки товарного/сырого газа (газопроводов) в ПО Pipesim всех рассматриваемых вариантов.

В соответствии с заданием на разработку ТЭО рассмотрены следующие варианты:

- **Вариант 1.** Строительство системы сбора и подготовки газа на собственной УПГ для получения товарного газа;
- **Вариант 2.** Строительство системы сбора и подготовки газа на УКПГ с получением товарного газа и СУГ;
- **Вариант 3.** Строительство системы сбора и подготовки газа на Боранкольском ГПЗ;

В данное время осушенный и подготовленный попутный нефтяной газ на УКПГ с Прорвинской группы месторождений транспортируется по газопроводу «УКПГ-ГСП Толкын» диаметром 273 x 8 мм и протяженностью 63,3 км. Дальнейшая транспортировка газа

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							251
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

осуществляется ТОО «VOG» по трубопроводу Ду500 мм протяженностью 55 км до УКПГ-50 (БГПЗ).

Исходные данные для теплогидравлического расчета использованы из материалов отчета Концепции «Геологическое сопровождение концепции по разработке газовых горизонтов месторождения Западная Прорва» разработанного Атырауским филиалом КМГИ.

Таблица 1. Дебит газа и конденсата проектируемых и существующих скважин в 2029г.

Скважина	Год бурения	Дебит газа. ст.м3/сут (2029г)	Дебит конд, ст.м3/сут (2029г)
G - 1	2027	66377	4,23
G - 2		66377	4,02
G - 3	2028	66377	4,07
G - 4		66001	4,19
G - 5	2029	66331	4,22
G - 6	2027	89367	14,81
G - 7		88864	14,73
G - 8	2028	89366	14,85
G - 9		89366	14,88
G - 10	2027	137616	18,78
G - 11		137616	18,74
G - 12	2028	137616	18,4
G - 13		137616	18,86
G - 14	2029	137522	19,01
Скв 302	сущ	136296	17,9
Скв 435	сущ	137617	18,42
	итого	1 650 325	210,11

Согласно отчету Концепции все планируемые скважины на месторождении будет пробурены до конца 2029 г.

Приняты следующие параметры давления:

- Максимальное и минимальное давление на входе БГПЗ 60 и 40 бар;
- давление врезки в МГ САЦ не менее 55 бар (проектное), по факту 35 бар;

Результаты расчета вариантов транспортировки товарного/сырого газа приведены в виде схемы, таблиц и представлены ниже:

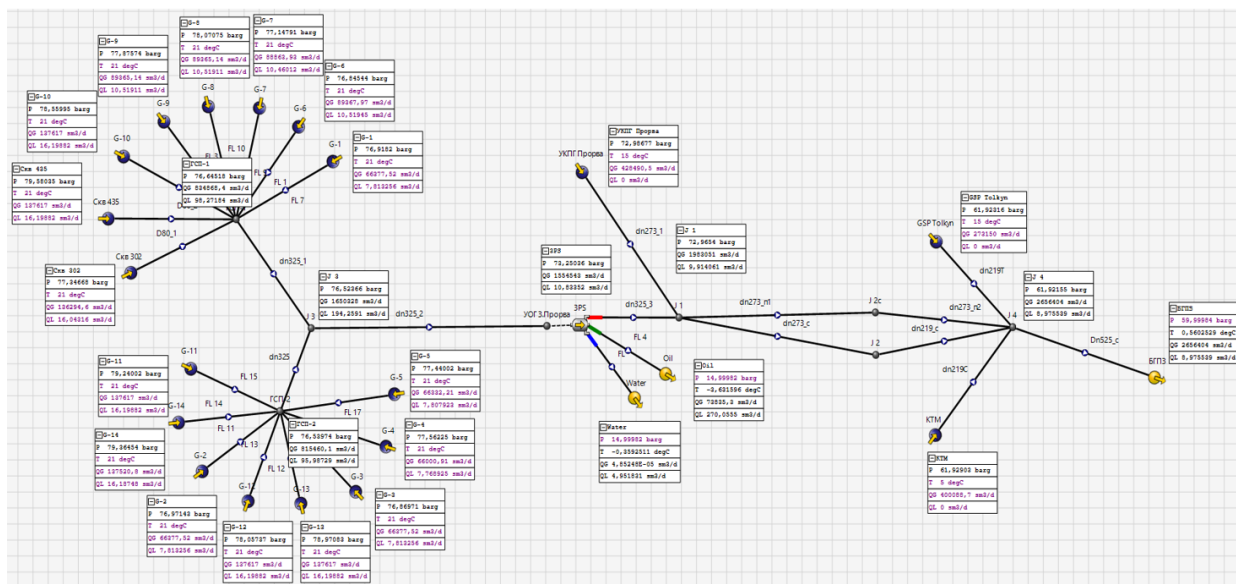
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

The diagram illustrates a gas distribution network with the following components and data:

- ГРП-1 (Gas Regulator Station 1):**
 - Pressure (P): 79,17688 barg
 - Temperature (T): 10 degC
 - Flow Rate (QG): 834865,6 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 99,27151 sm3/d
- ГРП-2 (Gas Regulator Station 2):**
 - Pressure (P): 79,0764 barg
 - Temperature (T): 10 degC
 - Flow Rate (QG): 815468,5 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 95,98829 sm3/d
- УКПГ 3ПгРПгпа_вх (3-Phase Gas Transformer Station Inlet):**
 - Pressure (P): 73,58981 barg
 - Temperature (T): 6 degC
 - Flow Rate (QG): 1643028 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 0 sm3/d
- УКПГ 3ПгРПгпа_вх (3-Phase Gas Transformer Station Inlet):**
 - Pressure (P): 73,58981 barg
 - Temperature (T): 6 degC
 - Flow Rate (QG): 1643028 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 0 sm3/d
- УКПГ (Gas Transformer Station):**
 - Pressure (P): 73,40366 barg
 - Temperature (T): 15 degC
 - Flow Rate (QG): 428575,5 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 0 sm3/d
- УКПГ (Gas Transformer Station):**
 - Pressure (P): 76,00119 barg
 - Temperature (T): 5,506748 degC
 - Flow Rate (QG): 1650334 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 194,2598 sm3/d
- МГ (Main Gas Pipeline):**
 - Pressure (P): 54,99976 barg
 - Temperature (T): -2,69844 degC
 - Flow Rate (QG): 2071604 sm3/d
 - Flow Rate (QL): 0 sm3/d

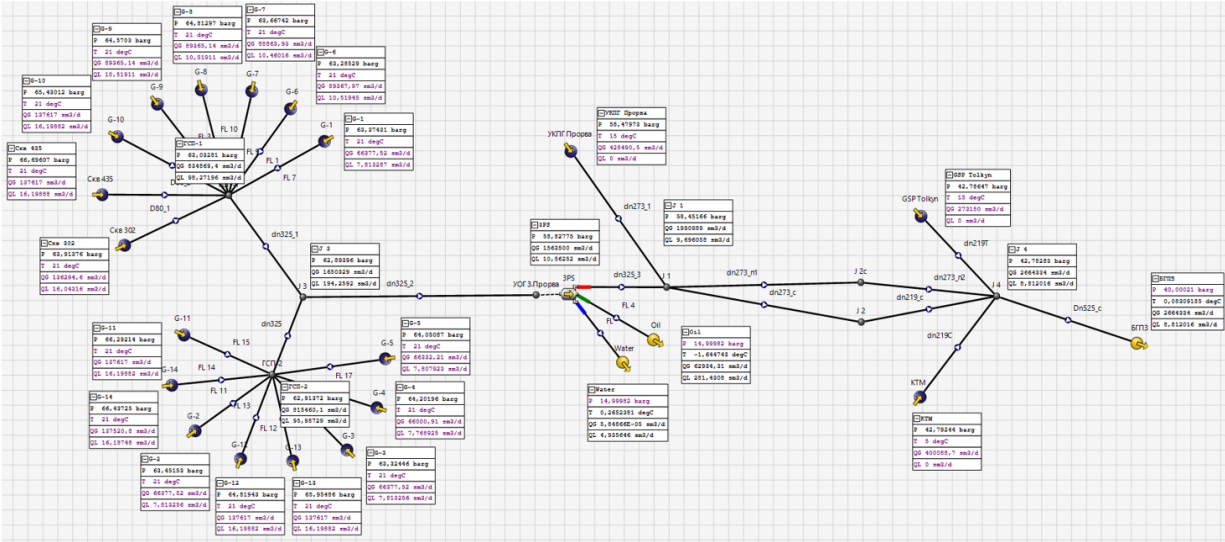
The network includes several segments (dn325_1, dn325_2, dn325_3, dn325_n, dn325_1c, dn325_2c, dn325_1d, dn325_2d) and nodes (J3, J1, J2, J3d) connecting the stations and the main pipeline.

Вариант 3. Передача сырого газа 3.Прорва на БГПЗ. Р=60 бар



Вывод: По результатам расчета определены необходимые устьевые давления на скважинах (после штуцера) при конечном давлении на БГПЗ $P=60$ бар (изб).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
										253
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



Вывод: По результатам расчета определены минимальные устьевые давления на скважинах (после штуцера) при конечном давлении на БГПЗ Р=40 бар (изб). Давление 40 бар принято, что фактически в магистральном газопроводе САЦ давление не превышает 35 бар (изб).

9.3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

9.3.1 МАГИСТРАЛЬНЫЙ/ПРОМЫСЛОВЫЙ ГАЗОПРОВОД ПОСЛЕ У(К)ПГ.

9.3.1.1 Вариант 1 и 2. магистральный/промысловый газопровод после У(К)ПГ.

Целью данного ТЭО рассмотрены варианты транспортировки подготовленного попутного нефтяного газа в направлениях к магистральному газопроводу «САЦ-1», ø1220x15,4. АО "Интергаз Центральная Азия"

Началом трассы проектируемого газопровода является проектируемый У(К)ПГ с 3.Прорвинской группы месторождений транспортируется по газопроводу до магистрального газопровода САЦ-1 ø1220x15,4 м. АО "Интергаз Центральная Азия", с давлением в точке подключения Р_{раб}=5,5 МПа. С установкой в конце трассы коммерческий узел учета газа (КУУГ).

Конечной точкой врезки является существующий магистральный газопровод «САЦ-1» ø1220x15,4 м. АО "Интергаз Центральная Азия", с давлением Р_{раб}=5,5 МПа. Пропускная способность проектируемого газопровода - 750 млн.м3/год.

Протяженность проектируемого газопровода - 140 000 м.

Проектируемый газопровод проходит вдоль территории ГСП Толкын, параллельной трассой существующего промыслового газопровода от ГСП Толкын, так же газопровод проходит по территориям Прорвинской группы месторождений, Жылыойского района, Атырауской области и Бейнеуского района Мангистауской области.

После очистки и осушки попутного нефтяного газ на проектируемом УКПГ мр С.Нуржанова, газ транспортируется вдоль коммерческого учета расхода газа КУУГ на

Инв. № подл.	Подпись и дата						Инв. № подл.						Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ					254		

ø1220x15,4 м. АО "Интергаз Центральная Азия", с давлением P_{раб}=5,5 МПа. Пропускная способность проектируемого газопровода - 750 млн.м3/год.

Протяженность проектируемого газопровода - 140 000 м.

Проектируемый газопровод проходит вдоль территории ГСП Толкын, параллельной трассой существующего промышленного газопровода от ГСП Толкын, так же газопровод проходит по территориям Прорвинской группы месторождений, Жылыойского района, Атырауской области и Бейнеуского района Мангистауской области.

После очистки и осушки попутного нефтяного газ на проектируемом УКПГ мр С.Нуржанова, газ транспортируется вдоль коммерческого учета расхода газа КУУГ на

Газосборный пункт мр Толкын (ГСП Толкын), и производится подключение существующего промышленного газопровода к проектируемому газопроводу Ду325.

Технологическая схема проектируемого газопровода представлена на чертеже Файл:0208-1006276/2024/1//80-02-03 ГСН_004_0.dwg.

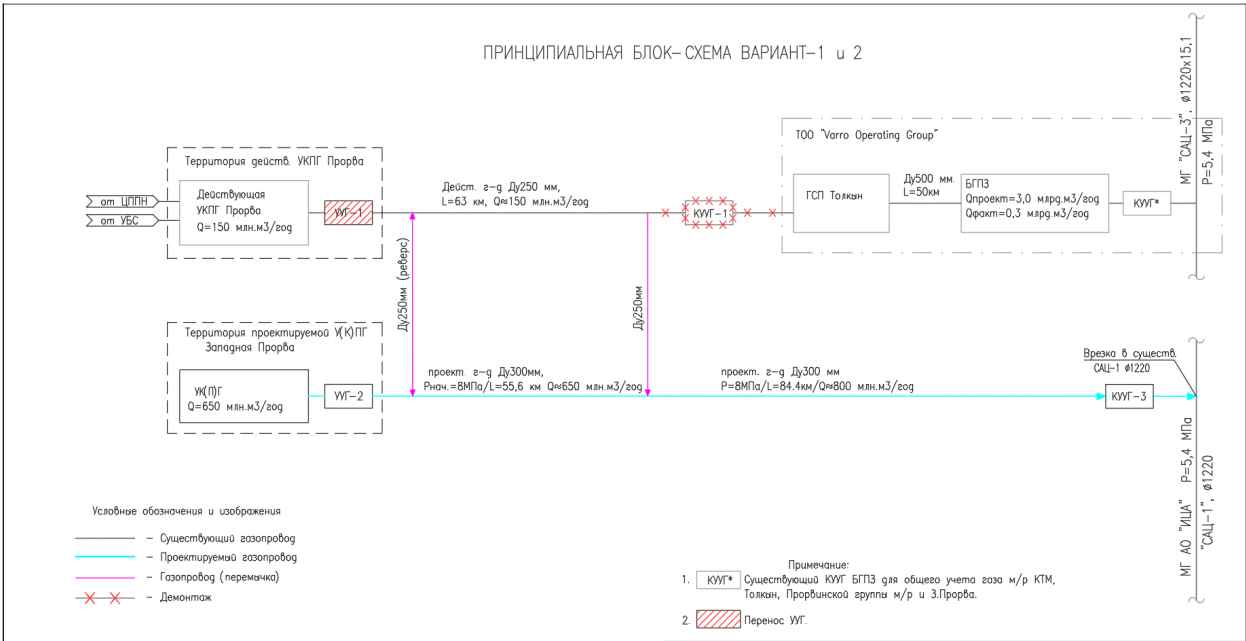
Ситуационный план проектируемого газопровода представлен на чертеже Файл: 0208-1006276/2024/1//80-02-03 ГСН_002_0.dwg.

Товарный газ, подаваемый на МГ “САЦ-1”, должен удовлетворять требованиям стандарта СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия» и техническим требованиям потребителя.

Таблица 3.2 - Требования к товарной продукции

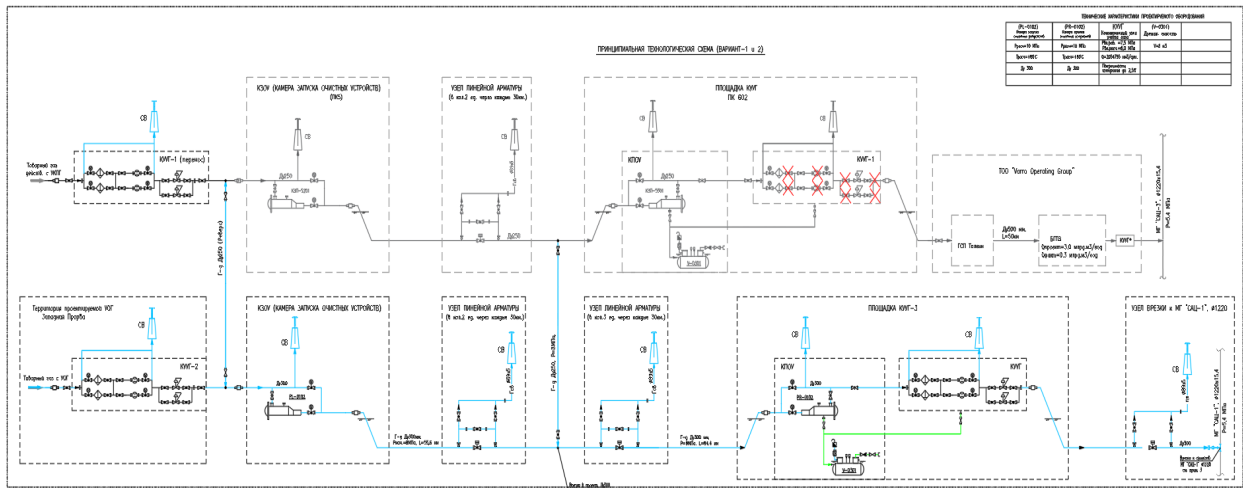
Сухой очищенный газ	
Давление	До 7.6 МПа изб.
Температура точки росы по воде	-10/20°С
Массовое содержание H2S	не более 0.007 г/м³

Принципиальная блок-схема (Вариант - 1 и 2)



Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.								Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ				255

Технологическая схема (Вариант - 1 и 2)



9.3.1.2 Технологическая схема (линейная часть)

Проектируемая У(К)ПГ обеспечивает подготовку попутного нефтяного газа (ПНГ) с получением товарного газа с содержанием H₂S не более 0,007 г/м³ и ТТР по воде -10/-20°С.

В начале трассы проектируемого газопровода после проектируемого КЗОУ вдоль существующего КЗОУ присоединить существующий газопровод ø273 к проектируемому газопроводу ø325x8,0.

Товарный газ транспортируется от проектируемой УКПГ на м/р Западная Прорва по трубопроводу Ду 300 с рабочим давлением 7,6 МПа с температурой +15°С на ГСП «Толкын». После УКПГ по трассе товарного газа предусмотрена установка площадки камеры запуска очистных устройств с установкой узла охранного крана. На площадке установлена камера запуска скребка с узлом охранного крана и установкой отсекающей арматуры Ду 300 с дистанционным управлением и арматуры, Д 100 и Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу. После камеры запуска скребка в газопровод предусматривается ввод метанола для предупреждения гидратообразования, что обеспечивается за счет подачи метанола от блока дозирования метанола.

По трассе газопровода на ПК200+00, ПК500+00, ПК700+00, ПК900+00 и ПК1200+00 предусматривается установка площадок узлов запорной линейной арматуры №1, №2 №3 №4 и №5 с отсекающим шаровым краном Ду 300 с исполнением Н.З. – «нормально закрытый» и арматуры Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу. В случае повреждения подземного газопровода Ду 300 (порыв трубы), происходит падение давления в трубопроводе.

Автоматы аварийного закрытия крана (ААЗК) работают от давления транспортируемого агрессивного газа и предназначены для подачи управляющего сигнала в

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Перечень основного технологического оборудования на участке трассы газопровода от ПК2+51,00 до ПК633+87,00 (Бейнеуский район, Мангистауская обл.):

- Коммерческий узел учета газа
- Камера приема очистного устройства
- Емкость подземная горизонтальная дренажная

Таблица 3.3– Характеристики основного технологического оборудования

Камера запуска очистного устройства		
Тип оборудования	PL-0101	
Рабочее давление	МПа	8,0
Расчетное давление	МПа	8,0
Пробное при гидроиспытании	МПа	12,0
Температура среды	°С	от -15 до +50
Диаметр подвода среды	мм	325
Диаметр корпуса	мм	377
Количество	шт.	1
Очистное устройство (поршень)		
Назначение	Для очистки полости трубопровода Ø325х10	
Трансмиситтер	Контроль прохождения поршня по трубопроводу	
Минимальный радиус поворота	мм	1300(5D)
Кол-во	шт.	2 (1рабочий+1резервный)
Коммерческий узел учета газа		
Тип оборудования	КУУГ	Блок измерительных линий (БИЛ)
Рабочее давление	МПа	7,6
Расчетное давление	МПа	8,0
Температура среды на входе	°С	0 ÷ +5
Температура среды на выходе	°С	+5
Максимальный расход	нм³/ч	85617
Количество измерительных линий	шт.	2
Тип оборудования		Блок измерения качества (БИК)
Комплектуется:		
Газовый хроматограф		Согласно: ГОСТ 8.586.5-2005 РД 39-083-91, ГОСТ 31371.1-08, ГОСТ 31371.7-08, ГОСТ 20061-84
Промышленный фотометрический анализатор соединений серы		
Анализатор точки росы		
Количество КУУГ	шт.	1
Камера приема очистного устройства		
Тип оборудования	PR-0102	
Рабочее давление	МПа	8,0
Расчетное давление	МПа	8,0
Рабочая температура	°С	от -15 до +50
Пробное при гидроиспытании	МПа	12,0
Диаметр отвода среды	мм	159
Диаметр корпуса	мм	377

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Количество	шт.	1
Емкость подземная горизонтальная дренажная		
Тип оборудования	V-0301	ЕП-8-2000-3-Т
Рабочее давление, не более	МПа	0,1
Рабочая температура, не более	°С	50
Геометрический объем	м³	8,0
Количество	шт.	1

9.3.3 Проектируемые сооружения на промышленном газопроводе УКПГ – МГ “САЦ-1”.

На участке трассы газопровода от ПК2 (+20,00) до ПК292+51,00 (Жылыойский район, Атырауская обл.) по трассе газопровода от УКПГ до ГСП «Толкын» запроектированы:

- Площадка камеры запуска очистных устройств
 - Площадка узла линейной арматуры №1
 - На участке трассы газопровода от ПК292+51,00 до ПК633+87,00 (Бейнеуский район, Мангистауская обл.) по трассе газопровода от проект. УКПГ до МГ “САЦ-1”.
- запроектированы:
- Площадка узла линейной арматуры №2, №3, №4, №5.
 - Площадка КУУГ
 - Площадка узла охранного крана
 - Газопровод на территории ГСП Толкын с узлом подключения.

9.3.3.1 Площадка камеры запуска очистных устройств

Площадка расположена на расстоянии 287,64 метра от границы территории УКПГ. Площадка выполнена отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра.

На площадке запланированы следующие сооружения:

Площадка камеры запуска скребка Ду300 с установкой узла охранного крана.

Площадка блока дозирования метанола.

Для обеспечения электрической изоляции катодно защищенного объекта от катодно незащищенного будут установлены изолирующие вставки при переходе надземного трубопровода в подземный трубопровод.

9.3.3.2 Площадка камеры запуска скребка Ду300

Площадка камеры запуска скребка Ду300 выполнена с бетонным покрытием и ограждена бетонным бортом высотой 15см., предусмотрена для установки камеры запуска очистных устройств. На площадке выполнена трубная технологическая обвязка камеры

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							259
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

запуска очистных устройств. На трубопроводах установлена запорная и регулирующая арматура, узел крана охранного после УКПГ.

Камера запуска очистных устройств снабжена системой контроля по давлению и прохождению очистного устройства. Для контроля прохождения скребка предусматривается установка механического флажкового сигнализатора. На площадке камеры запуска скребка производится запасовка очистного устройства в камеру для его транспорта по трубопроводу.

9.3.3.3 Площадка узла линейной арматуры №1 и №2

По трассе газопровода от УКПГ до ГСП «Толкын» расположены две площадки узла линейной арматуры №1 и №2. Отсечная арматура устанавливается на трубопроводе в подземном исполнении, с автоматом аварийного закрытия крана (ААЗК) и в комплекте с пневмогидроприводом шар-крана Ду300 и арматурой Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу. Площадки выполнены отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра.

9.3.3.4 Площадка коммерческого узла учета газа

По трассе газопровода на ПК602+85.0 на расстоянии 3022 метра перед ГСП «Толкын» запроектирована площадка коммерческого узла учета газа. Площадка выполнена отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра. Для обеспечения электрической изоляции катодно защищенного объекта от катодно незащищенного будут установлены изолирующие вставки при переходе надземного трубопровода в подземный трубопровод.

Площадка коммерческого узла учета газа представлена на чертеже 1003-128-РП-02-05-004-054-ГСН.

На площадке запланированы следующие сооружения:

- Площадка камеры приема скребка Ду300;
- Площадка блока измерительных линий;
- Площадка блока измерения качества;
- Площадка подземной дренажной емкости V=8м³;
- Площадка помещение охраны и операторной.

9.3.3.5 Площадка камеры приема скребка Ду300

Площадка выполнена с бетонным покрытием и ограждена бетонным бортом высотой 15см., предусмотрена для установки камеры приема очистных устройств. На площадке выполнена трубная технологическая обвязка камеры приема очистных устройств. На трубопроводах установлена запорная и регулирующая арматура, предусмотрены средствами контроля давления и сигнализации прохождения очистного устройства.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							260
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Камера приема очистных устройств снабжена системой контроля по давлению и прохождению очистного устройства. Для контроля прохождения скребка предусматривается установка механического флажкового сигнализатора.

9.3.3.6 Площадка блока измерительных линий

Площадка выполнена с бетонным покрытием, предназначена для установки блока измерительных линий (БИЛ).

Блок измерительных линий (БИЛ) размещается в отдельном модульном здании (6200x2400x2500) с системами отопления, вентиляции, освещения и оповещения, обязан технологическими трубопроводами с запорной и регулирующей арматурой и приборами контроля технологических параметров, предназначен для измерения количества газа, направляемого на ГСП «Толкын».

9.3.3.7 Площадка блока измерения качества

Площадка выполнена с бетонным покрытием, предназначена для установки блока измерения качества (БИК).

Блок измерительных линий (БИК) размещается в отдельном модульном здании (6200x2400x2500) с системами отопления, вентиляции, освещения и оповещения, обязан технологическими трубопроводами с запорной и регулирующей арматурой и приборами контроля технологических параметров, предназначен для измерения качества газа, направляемого на ГСП «Толкын». Учет осуществляется путем измерения количества газа и физико-химических параметров (качества) перекачиваемого газа.

9.3.3.8 Площадка помещения охраны и операторной

Площадка выполнена с бетонным покрытием, предназначена для установки помещения охраны и операторной.

Операторная расположена в блочно-модульном контейнере (6000x3000x2500) с системами отопления, вентиляции, освещения и оповещения.

Пост охраны расположен в блочно-модульном контейнере (6000x3000x2500) с системами отопления, вентиляции, освещения.

9.3.3.9 Площадка подземной дренажной емкости V=8м3

Площадка выполнена из монолитного бетона и ограждена бетонным бортом высотой 15см., на площадке установлена подземная емкость объемом 8м³, обязанная технологическими трубопроводами с запорной арматурой.

Емкость предназначена для сбора дренажа, поступающего от камеры приема очистных устройств и жидкости, сливаемой из оборудования перед ремонтом. По мере накопления, жидкость вывозится автотранспортом на ЦППН месторождения С. Нуржанова.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		261

9.3.3.10 Площадка узла крана охранного

Площадка узла охранного крана расположена на ПК631, на расстоянии 287 метров перед ГСП Толкын. Отсечная арматура Ду 200 с дистанционным управлением устанавливается на трубопроводе в подземном исполнении и арматурой Ду 80 до и после отсекающей арматуры для ручного сброса газа на свечу. Площадка выполнена отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра.

9.3.4 Газопроводы

По Проектом предусматривается транспорт товарного газа от УКПГ до точки врезки на МГ “САЦ-1”.

К промышленным трубопроводам относятся:

- газопровод товарного газа от УКПГ до площадки КУУГ диаметром 325х10мм, протяженностью 140 000м;
- газопровод от площадки КУУГ до точки врезки на ГСП «Толкын», диаметром 325х10мм, протяженностью 3 100 м.

Газопровод товарного газа от проект УКПГ до КУУГ с давлением транспортируемого газа 7,6 МПа из стальной трубы диаметром 273х8мм запроектирован в подземном исполнении с глубиной заложения 0,8м до верха трубы. Газопровод после КУУГ до точки врезки на МГ “САЦ-1” с давлением транспортируемого газа 6,2 МПа из стальной трубы диаметром 325х10мм в ППУ (ПЭ) изоляции запроектирован в подземном исполнении с глубиной заложения 0,8м до верха трубы.

В местах прохода газопровода через соровые участки выполнить прокладку газопровода на насыпи в обваловании.

Материал труб - сталь марки 12ГФ, сероводородостойкая (С) по ТУ 14-3Р-77-2004.

При взаимном пересечении газопровода с нефтепроводом или водоводом, газопровод должен располагаться над ними, расстояние в свету между ними должно приниматься не менее 350мм. При невозможности соблюдения вышеуказанного требования проектируемый газопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 5м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.

При пересечении с существующим электрическим или телекоммуникационным кабелем газопровод прокладывается ниже существующего кабеля, а кабель заключается в футляр Ø108х5 длиной 6 метров.

При переходах через автомобильные дороги предусмотрена подземная прокладка газопроводов в защитных кожухах из стальной трубы Ø530х10. На одном из концов защитного кожуха предусматривается вытяжная свеча на расстоянии не менее 25 метров от подошвы земляного автомобильных дорог. Высота вытяжной свечи от уровня земли 5 метров.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01- МГ	Лист
							262
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

От площадки камеры запуска скребка Ду300, площадки узла линейной арматуры №3, №4, №5 площадки КУУГ, площадки узла охранного крана предусматривается автоматический сброс газа на свечу. Предусмотрена установка продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры, не менее 30м от площадок запуска/приема очистных устройств, не менее 300 м от ВЛ.

Согласно СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы», при прокладке газопроводов параллельно автомобильным дорогам и железным дорогам, линиям электропередачи и связи запорную арматуру с продувочными свечами допускается располагать на том же расстоянии от дорог и линий, что и газопровод. Согласно требованиям ПУЭ РК расстояние от продувочных свечей до линий электропередачи должно быть не менее 300 м.

По трассе газопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков:

- на расстоянии не более 500 м друг от друга;
- на углах поворота трассы в горизонтальной плоскости;
- на переходах трубопровода через существующие коммуникации.

Согласно ПУЭ РК угол пересечения ВЛ 35кВ и ниже с подземными магистральными газопроводами, нефтепроводами и нефтепродуктопроводами, а также угол пересечения ВЛ с остальными подземными трубопроводами не нормируется.

Угол пересечения ВЛ 110кВ и выше с вновь сооружаемыми подземными газопроводами, нефтепроводами и нефтепродуктопроводами, а также с действующими техническими коридорами этих трубопроводов должен быть не менее 60°.

Согласно ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов» проектируемые трубопроводы классифицируются по рабочему давлению и характеру транспортируемой среды как:

- основной газопровод от УКПГ до МГ «САЦ-1» относится к II классу, III категории и принимается, согласно расчету, диаметром Ø273х8мм,
- пересечения газопровода с автомобильными дорогами и участки, примыкающие к дороге по 25 метров, относятся к II категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм,
- узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки газопровода по 100 метров, примыкающие к ним относятся к I категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм,
- пересечения с подземными коммуникациями и участки по 20 метров, примыкающие к ним относятся к II категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм,

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
										263
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- узлы линейной запорной арматуры и участки трубопровода по 15 метров в каждую сторону от границ монтажного узла линейной запорной арматуры относятся к II категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм.

Согласно ВСН 005-88 сварные стыки стальных промышленных трубопроводов и их участков всех категорий подлежат контролю физическими методами как:

- II, III категорий в объеме 100%, из них радиографическим не менее 25%;
- I категории в объеме 100%, из них радиографическим не менее 100%.

Остальные сварные стыки - ультразвуковым или магнитографическим методом.

Сварные соединения при переходах трубопроводов через соровые участки должны быть проконтролированы в объеме 100%, из них не менее 50% для участков I категории.

Сварные соединения при переходах трубопроводов через автомобильные дороги II и III категорий должны быть проконтролированы в объеме 100% радиографическим методом.

По окончании монтажа стальные промышленные трубопроводы подлежат испытанию согласно ВСН 011-88 и ВСН 005-88;

- на прочность гидравлическим способом, для I, II, III категорий Респ. =1,1 Рраб. в верхней точке, продолжительность испытаний 24 часов;
- на герметичность гидравлическим способом, путем снижения Респ. до максимального Рраб. в течение не менее 12 часов.

Защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). Основным способом защиты подземного трубопровода от почвенной коррозии является антикоррозионное полиэтиленовое изоляционное покрытие «усиленного типа» согласно ГОСТ 25812-83.

9.4 Технологические трубопроводы

Проектом предусматривается надземная прокладка технологических трубопроводов на площадке камеры запуска очистных устройств и на площадке коммерческого узла учета газа.

Согласно «Требованиям промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов» технологические трубопроводы классифицируют:

- газопровод товарного газа (Р раб. 7,6 МПа) – I категории, гр. Ба;

По окончании монтажа технологические трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность согласно СП РК 3.05-103-2014.

Испытательное давление на прочность трубопроводов, должно быть:

- при Р раб. до 0,5 МПа включительно – 1,5 Р раб., но не менее 0,2 МПа,
- при Р раб. свыше 0,5 МПа – 1,25 Р раб., но не менее 0,8 МПа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	площадке камеры запуска очистных устройств и на площадке коммерческого узла учета газа. Согласно «Требованиям промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов» технологические трубопроводы классифицируют: - газопровод товарного газа (Р раб. 7,6 МПа) – I категории, гр. Ба; По окончании монтажа технологические трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность согласно СП РК 3.05-103-2014. Испытательное давление на прочность трубопроводов, должно быть: - при Р раб. до 0,5 МПа включительно – 1,5 Р раб., но не менее 0,2МПа, - при Р раб. свыше 0,5 МПа – 1,25 Р раб., но не менее 0,8 МПа.						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ		Лист
											264
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Давление испытания не герметичность: Р исп.=Р раб.

Объем контроля сварных соединений стальных трубопроводов неразрушающими методами от общего числа сварных стыков согласно СП РК 3.05-103-2014 должен составлять для I и II категорий – 3%.

Примечание: минимальное число контролируемых стыков дано в % от общего числа производственных стыков, сваренных каждым сварщиком, но не должно быть менее одного стыка.

Проектом предусматривается антикоррозионная изоляция надземных трубопроводов и оборудования. Трубопроводы, оборудование и арматура, подлежащие теплоизоляции, должны иметь надежное антикоррозионное покрытие.

9.5 Подключение газопровода на МГ «САЦ-1»

Согласно техническим условиям на подключение проектируемого газопровода от 10.06.2024г. №06-62-1091:

В точке врезки на трубопроводе МГ «САЦ-1» Ø1220x15,4 мм, проектное давление 5,4 МПа, категория участка II, на 500,5 км;

От площадки КУУГ товарный газ транспортируется по трубопроводу Ø325x8 и поступает на МГ «САЦ-1» с рабочим давлением -5,5 МПа.

Присоединение выполнено с использованием тройника заводского изготовления с решеткой, согласно СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» п.4.4.3.1.17;

Газопровод товарного газа от площадки КУУГ до площадки ГСП «Толкын» прокладываются в подземном исполнении с глубиной прокладки 0,8м до верха трубы, протяженностью 3102 м.

По территории ГСП «Толкын» газопровод Ø325x6 прокладывается в надземном исполнении, на низких опорах, при переходе через дороги на высоких опорах, протяженностью 165 м. Перед точкой врезки в газопровод ГСП «Толкын» установлены запорная арматура и обратный клапан.

Тепловая изоляция надземного трубопровода – маты минераловатные прошивные толщиной 60 мм для трубопроводов условным диаметром свыше 100 мм. Обшивка – оцинкованные листы.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							265
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

9.5.1 Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица 3.4 - Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности.

Наименование помещений, наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности согласно Технического регламента	Класс взрывной и пожарной опасности зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ РК
Площадка камер запуска/приема скребка	Газ горючий	Ан	В-1г	IIА-Т1
Площадка узла линейной арматуры №1, №2, №3, №4, №5	Газ горючий	Ан	В-1г	IIА-Т1
Площадка блока измерительных линий	Газ горючий	А	В-1а	IIА-Т1
Площадка Блока измерения качества	Газ горючий	А	В-1а	IIА-Т1
Площадка дренажной емкости	Газовый конденсат	Ан	В-1г	IIА-Т1
Площадка помещения охраны и операторной	-	Д	-	-
Узел подключения к МГ «ИЦА-1»	Газ горючий	Ан	В-1г	IIА-Т1

Таблица 3.5- Перечень взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в процессах

Наименование веществ	Предел взрываемости, % смеси с воздухом		Плотность, кг/м³		ПДК, мг/м³ СанПиН РК	Краткая характеристика и действие на человека	Индивид. средства защиты	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
	нижн	верхн	в жид-фазе	в газ фазе				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Газ горючий СТ РК 1666-2007	5	15	-	0,86	300	ГГ токсичен	Спец.одежда спец.обувь, противогаз	4
Топливный газ	5	15	-	0,8	300	ГГ	То же	4
Дренаж	1,4	8,0	628	-	100	ЛВЖ	То же	4

9.5.1.1 Технические решения по предотвращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности при:

- монтаже;
- эксплуатации;

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

- аварийных ситуациях.

При проектировании промышленных трубопроводов предусматриваются следующие мероприятия, направленные на предотвращение выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду:

- монтаж герметизированных систем транспорта газа;
- контроль сварных стыков и гидравлическое испытание трубопроводов после монтажа;
- обеспечение коррозионной защиты трубопроводов, арматуры и оборудования;
- применение противоаварийных устройств: отсекающей, запорной, запорно-регулирующей арматуры; предохранительных устройств;
- безопасная эксплуатация трубопроводов за счет обеспечения технических характеристик применяемых трубопроводов, арматуры и оборудования;
- жесткий контроль над изменением толщины стенки трубопроводов, появлением микротрещин наземного оборудования во время эксплуатации объекта;
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоемы или на поверхность земли;
- контроль над соблюдением технологического регламента производства;
- контроль над работой контрольно-измерительных приборов.

9.5.1.2 Оценка возможностей возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Опасные ситуации и режимы отказов для трубопроводов в период эксплуатации в основном определены следующими факторами:

- коррозия, внутренняя и наружная;
- механические отказы, включая поломки трубопроводов и фитингов;
- операционные нарушения, такие как превышение допустимых уровней давления;
- естественные опасности, такие как землетрясения, грязевые потоки, усадка или вспучивание земной поверхности, эрозия;
- опасности, связанные с инфраструктурой (железные дороги, автодороги и проложенные рядом коммуникации или промышленные предприятия).

Террористические акты, вандализм также рассматриваются в качестве возможных источников опасности.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение всех технологических параметров, определенных проектом;
- осуществление постоянного контроля над ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист	
											267
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- осуществление постоянного контроля над герметичностью трубопроводов и оборудования;
- контроль над герметичностью оборудования и трубопроводов путем визуального осмотра.

9.6 ВАРИАНТ 3. МАГИСТРАЛЬНЫЙ/ПРОМЫСЛОВЫЙ ГАЗОПРОВОД ПОСЛЕ У(К)ПГ.

Проектируемый газопровод проходит вдоль территории ГСП Толкын, параллельной трассой существующего промышленного газопровода от ГСП Толкын, так же газопровод проходит по территориям Прорвинской группы месторождений, Жылыойского района, Атырауской области и Бейнеуского района Мангистауской области.

После очистки от сероводорода и осушки попутного нефтяного газ на проектируемом УКПГ мр С.Нуржанова, газ транспортируется вдоль коммерческого учета расхода газа КУУГ на Газосборный пункт мр Толкын (ГСП Толкын), и производится подключение существующего промышленного газопровода к проектируемому газопроводу Ду325.

Технологическая схема проектируемого газопровода представлена на чертеже Файл:0208-1006276/2024/1//80-02-03 ГСН_007_0.dwg.

Ситуационный план проектируемого газопровода представлен на чертеже 0208-1006276/2024/1//80-02-03 ГСН_005_0.dwg.

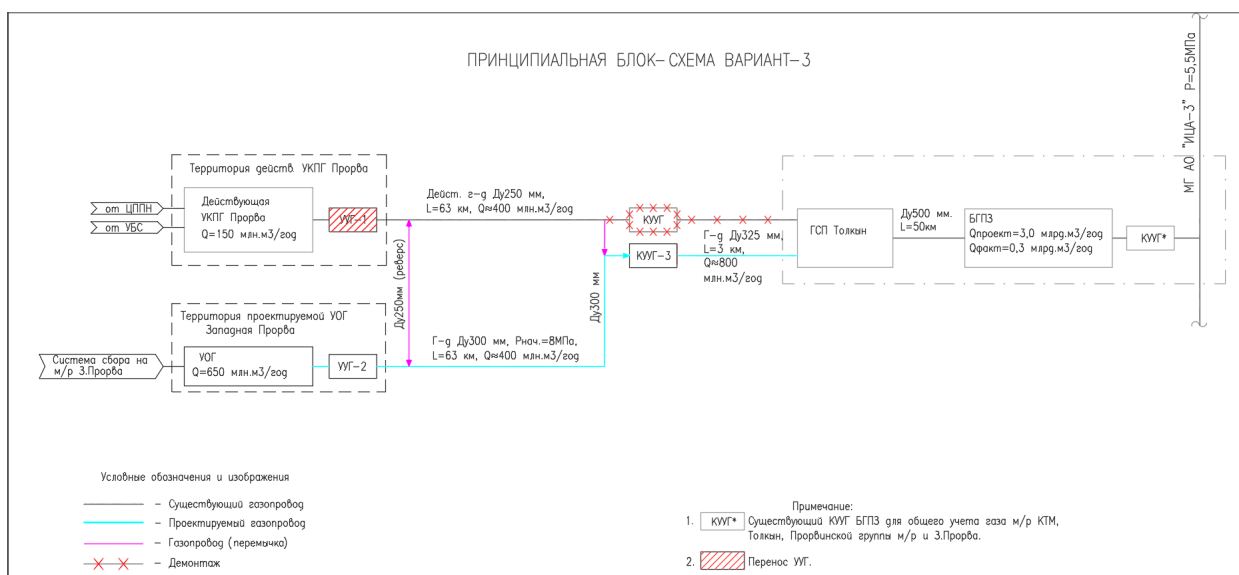
Товарный газ, подаваемый на МГ “САЦ-1”, должен удовлетворять требованиям стандарта СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия» и техническим требованиям потребителя.

Таблица 3.2 - Требования к товарной продукции

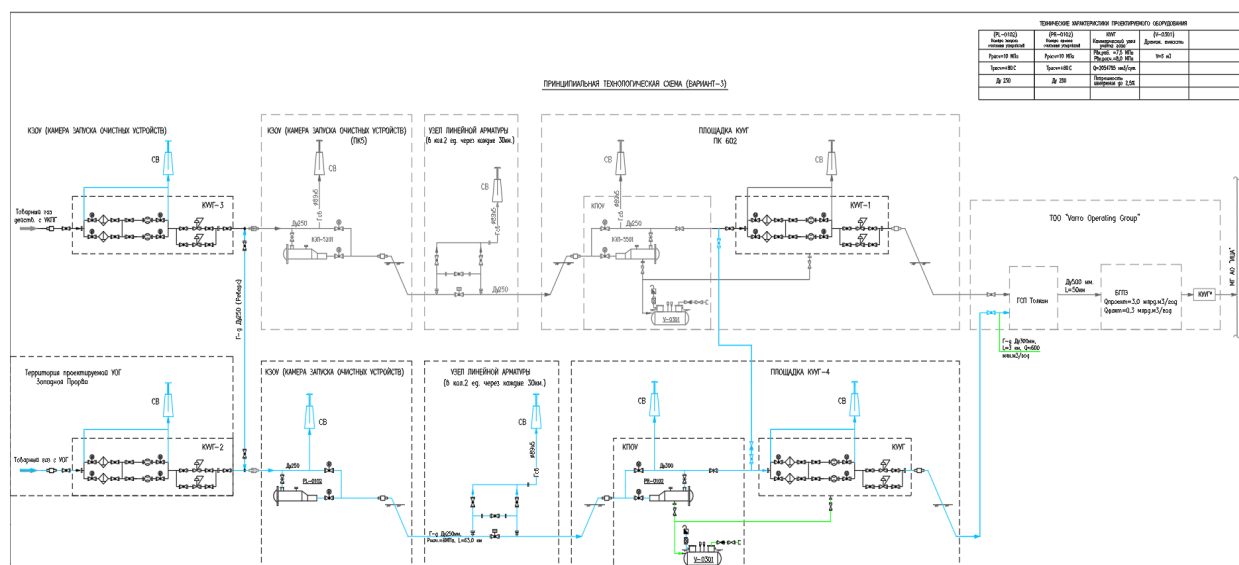
Сухой очищенный газ	
Давление	До 7.6 МПа изб.
Температура точки росы по воде	-10/20°С
Массовое содержание H2S	не более 0.007 г/м³

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
										268
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Принципиальная блок-схема (Вариант - 3)



Принципиальная технологическая схема (Вариант - 3)



9.6.1 Технологическая схема (линейная часть)

Проектируемая УОГ обеспечивает подготовку попутного нефтяного газа (ПНГ) с получением осушки газа.

В начале трассы проектируемого газопровода после проектируемого КЗОУ вдоль существующего КЗОУ присоединить существующий газопровод $\varnothing 273$ к проектируемому газопроводу $\varnothing 325 \times 8.0$.

Попутный осушенный нефтяной газ транспортируется от проектируемой УОГ на м/р Западная Прорва по трубопроводу Ду250 с рабочим давлением 7,6 МПа с температурой +15°С на ГСП «Толкын». После УКПГ по трассе товарного газа предусмотрена установка площадки

камеры запуска очистных устройств с установкой узла охранного крана. На площадке установлена камера запуска скребка с узлом охранного крана и установкой отсекающей арматуры Ду 300 с дистанционным управлением и арматуры, Д 100 и Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу. После камеры запуска скребка в газопровод предусматривается ввод метанола для предупреждения гидратообразования, что обеспечивается за счет подачи метанола от блока дозирования метанола.

По трассе газопровода на ПК200+00, ПК500+00, ПК700+00, ПК900+00 и ПК1200+00 предусматривается установка площадок узлов запорной линейной арматуры №1, №2 №3 №4 и №5 с отсекающим шаровым краном Ду 300 с исполнением Н.З. – «нормально закрытый» и арматуры Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу. В случае повреждения подземного газопровода Ду 300 (порыв трубы), происходит падение давления в трубопроводе.

Автоматы аварийного закрытия крана (ААЗК) работают от давления транспортируемого агрессивного газа и предназначены для подачи управляющего сигнала в систему управления краном для автоматического закрытия крана при разрыве промышленного газопровода.

ААЗК работает от давления транспортируемого газа от 3,5 до 8,5 МПа, реагирует на скорость падения давления в трубопроводе и подает управляющий сигнал на закрытие крана, если скорость падения давления в трубопроводе превышает допустимую.

По трассе газопровода перед ГСП «Толкын», до существующей площадки коммерческого узла учет газ предусмотреть подключение существующего газопровода $\varnothing 273$ к проектируемому газопроводу $\varnothing 325 \times 8,0$.

По трассе газопровода на конце трассы до точки врезки к МГ “САЦ-1” проектируется площадка коммерческого узла учета газа (КУУГ). На площадке установлены камера приема скребка, узел аварийного крана Ду 300 с дистанционным управлением и арматуры Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу, блок измерительных линий, блок измерения качества, и дренажная емкость. После узла регуляторов давления, расположенного в блоке КУУГ, товарный газ транспортируется по трубопроводу Ду 300 с рабочим давлением 6,0 МПа на МГ “САЦ-1”.

В конце на площадке КУУГ установлены камера приема скребка, узел аварийного крана Ду 300 с дистанционным управлением и арматуры Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу, блок измерительных линий, блок измерения качества, подогреватели газа и дренажная емкость. После узла регуляторов

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист	
											270
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

давления, расположенного в блоке КУУГ, товарный газ транспортируется по трубопроводу Ду300 с рабочим давлением 6,0 МПа на МГ “САЦ-1”.

Дренаж камеры приема скребка осуществляется после того, как будет сброшено давление в камере приема скребка. Открывается задвижка на камере приема скребка Ду50, происходит сброс остаточного газа на свечу, после чего происходит выравнивание давления. Только после этого происходит дренаж камеры приема скребка. По мере накопления, жидкость вывозится автотранспортом на ЦППН месторождения С. Нуржанова. Вид дренажа – ЛВЖ, состав - смесь углеводородов предельных, (объем дренажной емкости 8м3).

Перед врезкой на МГ “САЦ-1”. на ПК 1400 устанавливается площадка узел врезки в МГ «САЦ-1» с кран шаровым гидроприводом Ду 300 с арматурой Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу.

9.6.2 Перечень и характеристики основного технологического оборудования

Перечень основного технологического оборудования на участке трассы газопровода от ПК2+00,00 до ПК292+51,00 (Жылыойский район, Атырауская обл.):

- Камера запуска очистного устройства
- Перечень основного технологического оборудования на участке трассы газопровода от ПК2+51,00 до ПК633+87,00 (Бейнеуский район, Мангистауская обл.):
- Коммерческий узел учета газа
- Камера приема очистного устройства
- Емкость подземная горизонтальная дренажная

Таблица 3.3– Характеристики основного технологического оборудования

Камера запуска очистного устройства		
Тип оборудования	КЗП-5201	УКН-П-300-8,0-Б-Пр-ХЛ
Рабочее давление	МПа	8,0
Расчетное давление	МПа	8,0
Пробное при гидроиспытании	МПа	12,0
Температура среды	°С	от -15 до +50
Диаметр подвода среды	мм	159
Диаметр корпуса	мм	377
Количество	шт.	1
Очистное устройство (поршень)		
Назначение	Для очистки полости трубопровода Ø325х10	
Трансмиситтер	Контроль прохождения поршня по трубопроводу	
Минимальный радиус поворота	мм	1300(5D)
Кол-во	шт.	2 (1рабочий+1резервный)
Коммерческий узел учета газа		
Тип оборудования	КУУГ	Блок измерительных линий (БИЛ)
Рабочее давление	МПа	7,6

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Расчетное давление	МПа	8,0
Температура среды на входе	°С	0 ÷ +5
Температура среды на выходе	°С	+5
Максимальный расход	м³/ч	85617
Количество измерительных линий	шт.	2
Тип оборудования		Блок измерения качества (БИК)
Комплектуется:		
Газовый хроматограф		Согласно: ГОСТ 8.586.5-2005 РД 39-083-91, ГОСТ 31371.1-08, ГОСТ 31371.7-08, ГОСТ 20061-84
Промышленный фотометрический анализатор соединений серы		
Анализатор точки росы		
Количество КУУГ	шт.	1
Камера приема очистного устройства		
Тип оборудования	КЗП-5501	УКН-П-300-8,0-Б-Пр-ХЛ
Рабочее давление	МПа	8,0
Расчетное давление	МПа	8,0
Рабочая температура	°С	от -15 до +50
Пробное при гидротиспитании	МПа	12,0
Диаметр отвода среды	мм	159
Диаметр корпуса	мм	377
Количество	шт.	1
Емкость подземная горизонтальная дренажная		
Тип оборудования	КС-5501	ЕП-8-2000-3-Т
Рабочее давление, не более	МПа	0,1
Рабочая температура, не более	°С	50
Геометрический объем	м³	8,0
Количество	шт.	1

9.6.3 Проектируемые сооружения на промысловом газопроводе УКПГ – МГ “САЦ-1”.

На участке трассы газопровода от ПК2 (+20,00) до ПК292+51,00 (Жылыойский район, Атырауская обл.) по трассе газопровода от УКПГ до ГСП «Толкын» запроектированы:

- Площадка камеры запуска очистных устройств
- Площадка узла линейной арматуры №1

На участке трассы газопровода по трассе газопровода от проект. УКПГ до МГ “САЦ-1” запроектированы:

- Площадка узла линейной арматуры №2, №3.
- Площадка КУУГ
- Площадка узла охранного крана
- Газопровод на территории ГСП Толкын с узлом подключения.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							272
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

9.6.3.1 Площадка камеры запуска очистных устройств

Площадка расположена на расстоянии от границы территории УКПГ. Площадка выполнена отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра.

На площадке запланированы следующие сооружения:

- Площадка камеры запуска скребка Ду300 с установкой узла охранного крана.
- Площадка блока дозирования метанола.

Для обеспечения электрической изоляции катодно защищенного объекта от катодно незащищенного будут установлены изолирующие вставки при переходе надземного трубопровода в подземный трубопровод.

9.6.3.2 Площадка камеры запуска скребка Ду300

Площадка камеры запуска скребка Ду250 выполнена с бетонным покрытием и ограждена бетонным бортом высотой 15см., предусмотрена для установки камеры запуска очистных устройств. На площадке выполнена трубная технологическая обвязка камеры запуска очистных устройств. На трубопроводах установлена запорная и регулирующая арматура, узел крана охранного после УКПГ.

Камера запуска очистных устройств снабжена системой контроля по давлению и прохождению очистного устройства. Для контроля прохождения скребка предусматривается установка механического флажкового сигнализатора. На площадке камеры запуска скребка производится запасовка очистного устройства в камеру для его транспорта по трубопроводу.

9.6.3.3 Площадка узла линейной арматуры №1 и №2

По трассе газопровода от УКПГ до ГСП «Толкын» расположены две площадки узла линейной арматуры №1 и №2. Отсечная арматура устанавливается на трубопроводе в подземном исполнении, с автоматом аварийного закрытия крана (ААЗК) и в комплекте с пневмогидроприводом шар-крана Ду300 и арматурой Ду 80 до и после отсекающей арматуры для автоматического сброса газа на свечу. Площадки выполнены отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра.

9.6.3.4 Площадка коммерческого узла учета газа

По трассе газопровода на ПК602+85.0 на расстоянии 3022 метра перед ГСП «Толкын» запроектирована площадка коммерческого узла учета газа. Площадка выполнена отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра. Для обеспечения электрической изоляции катодно защищенного объекта от катодно незащищенного будут установлены изолирующие вставки при переходе надземного трубопровода в подземный трубопровод.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							273
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

На площадке запланированы следующие сооружения:

- Площадка камеры приема скребка Ду300;
- Площадка блока измерительных линий;
- Площадка блока измерения качества;
- Площадка подземной дренажной емкости $V=8\text{м}^3$;
- Площадка помещение операторной и КПП.

9.6.3.5 Площадка камеры приема скребка Ду300

Площадка выполнена с бетонным покрытием и ограждена бетонным бортом высотой 15см., предусмотрена для установки камеры приема очистных устройств. На площадке выполнена трубная технологическая обвязка камеры приема очистных устройств. На трубопроводах установлена запорная и регулирующая арматура, предусмотрены средствами контроля давления и сигнализации прохождения очистного устройства.

Камера приема очистных устройств снабжена системой контроля по давлению и прохождению очистного устройства. Для контроля прохождения скребка предусматривается установка механического флажкового сигнализатора.

9.6.3.6 Площадка блока измерительных линий

Площадка выполнена с бетонным покрытием, предназначена для установки блока измерительных линий (БИЛ).

Блок измерительных линий (БИЛ) размещается в отдельном модульном здании (6200х2400х2500) с системами отопления, вентиляции, освещения и оповещения, обвязан технологическими трубопроводами с запорной и регулирующей арматурой и приборами контроля технологических параметров, предназначен для измерения количества газа, направляемого на ГСП «Толкын».

9.6.3.7 Площадка блока измерения качества

Площадка выполнена с бетонным покрытием, предназначена для установки блока измерения качества (БИК).

Блок измерительных линий (БИК) размещается в отдельном модульном здании (6200х2400х2500) с системами отопления, вентиляции, освещения и оповещения, обвязан технологическими трубопроводами с запорной и регулирующей арматурой и приборами контроля технологических параметров, предназначен для измерения качества газа, направляемого на ГСП «Толкын». Учет осуществляется путем измерения количества газа и физико-химических параметров (качества) перекачиваемого газа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01- МГ	Лист
										274
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

9.6.3.8 Площадка помещения охраны и операторной

Площадка выполнена с бетонным покрытием, предназначена для установки помещения охраны и операторной.

Операторная расположена в блочно-модульном контейнере (6000х3000х2500) с системами отопления, вентиляции, освещения и оповещения.

Пост охраны расположен в блочно-модульном контейнере (6000х3000х2500) с системами отопления, вентиляции, освещения.

9.6.3.9 Площадка подземной дренажной емкости V=8м3

Площадка выполнена из монолитного бетона и ограждена бетонным бортом высотой 15см., на площадке установлена подземная емкость объемом 8м³, обвязанная технологическими трубопроводами с запорной арматурой.

Емкость предназначена для сбора дренажа, поступающего от камеры приема очистных устройств и жидкости, сливаемой из оборудования перед ремонтом. По мере накопления, жидкость вывозится автотранспортом на ЦППН месторождения С.Нуржанова.

9.6.3.10 Площадка узла крана охранного

Площадка узла охранного крана расположена на ПК631, на расстоянии 287 метров перед ГСП Толкын. Отсечная арматура Ду 200 с дистанционным управлением устанавливается на трубопроводе в подземном исполнении и арматурой Ду 80 до и после отсекающей арматуры для ручного сброса газа на свечу. Площадка выполнена отсыпкой из ПГС, ограждение выполнено из металлических сетчатых панелей высотой 2,2 метра.

9.6.3.11 Газопроводы

Проектом предусматривается транспорт товарного газа от УКПГ до точки врезки на МГ “САЦ-1”.

К промышленным трубопроводам относятся:

- газопровод товарного газа от УКПГ до площадки КУУГ диаметром 325х8мм, протяженностью 63000м;
- газопровод от площадки КУУГ до точки врезки на ГСП «Толкын», диаметром 219х6мм, протяженностью 3102 м.

Газопровод товарного газа от проект УКПГ до КУУГ с давлением транспортируемого газа 7,6 МПа из стальной трубы диаметром 325х8мм запроектирован в подземном исполнении с глубиной заложения 0,8м до верха трубы. Газопровод после КУУГ до точки врезки к трубопроводу ф325 на ГСП Толкын с давлением транспортируемого газа 6,2 МПа из стальной трубы диаметром 325х8мм в ППУ (ПЭ) изоляции запроектирован в подземном исполнении с глубиной заложения 0,8м до верха трубы.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							275
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

В местах прохода газопровода через соровые участки выполнить прокладку газопровода на насыпи в обваловании.

Материал труб - сталь марки 12ГФ, сероводородостойкая (С) по ТУ 14-3Р-77-2004.

При взаимном пересечении газопровода с нефтепроводом или водоводом, газопровод должен располагаться над ними, расстояние в свету между ними должно приниматься не менее 350мм. При невозможности соблюдения вышеуказанного требования проектируемый газопровод должен заключаться в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 5м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.

При пересечении с существующим электрическим или телекоммуникационным кабелем газопровод прокладывается ниже существующего кабеля, а кабель заключается в футляр Ø108х5 длиной 6 метров.

При переходах через автомобильные дороги предусмотрена подземная прокладка газопроводов в защитных кожухах из стальной трубы Ø530х10. На одном из концов защитного кожуха предусматривается вытяжная свеча на расстоянии не менее 25 метров от подошвы земляного автомобильных дорог. Высота вытяжной свечи от уровня земли 5 метров.

От площадки камеры запуска скребка Ду300, площадки узла линейной арматуры №3, №4, №5 площадки КУУГ, площадки узла охранного крана предусматривается автоматический сброс газа на свечу. Предусмотрена установка продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры, не менее 30м от площадок запуска/приема очистных устройств, не менее 300 м от ВЛ.

Согласно СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы», при прокладке газопроводов параллельно автомобильным дорогам и железным дорогам, линиям электропередачи и связи запорную арматуру с продувочными свечами допускается располагать на том же расстоянии от дорог и линий, что и газопровод. Согласно требованиям ПУЭ РК расстояние от продувочных свечей до линий электропередачи должно быть не менее 300 м.

По трассе газопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков:

- на расстоянии не более 500 м друг от друга;
- на углах поворота трассы в горизонтальной плоскости;
- на переходах трубопровода через существующие коммуникации.
- Согласно ПУЭ РК угол пересечения ВЛ 35кВ и ниже с подземными магистральными газопроводами, нефтепроводами и нефтепродуктопроводами, а также угол пересечения ВЛ с остальными подземными трубопроводами не нормируется.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ						
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			276

Угол пересечения ВЛ 110кв и выше с вновь сооружаемыми подземными газопроводами, нефтепроводами и нефтепродуктопроводами, а также с действующими техническими коридорами этих трубопроводов должен быть не менее 60⁰.

Согласно ВСН 51-3-85 «Проектирование промышленных стальных трубопроводов» проектируемые трубопроводы классифицируются по рабочему давлению и характеру транспортируемой среды как:

- основной газопровод от УКПГ до МГ «САЦ-1» относится к II классу, III категории и принимается, согласно расчету, диаметром Ø273х8мм,
- пересечения газопровода с автомобильными дорогами и участки, примыкающие к дороге по 25 метров, относятся к II категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм,
- узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки газопровода по 100 метров, примыкающие к ним относятся к I категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм,
- пересечения с подземными коммуникациями и участки по 20 метров, примыкающие к ним относятся к II категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм,
- узлы линейной запорной арматуры и участки трубопровода по 15 метров в каждую сторону от границ монтажного узла линейной запорной арматуры относятся к II категории и принимаются, согласно расчету, диаметром Ø325х9мм.

Согласно ВСН 005-88 сварные стыки стальных промышленных трубопроводов и их участков всех категорий подлежат контролю физическими методами как:

- II, III категорий в объеме 100%, из них радиографическим не менее 25%;
- I категории в объеме 100%, из них радиографическим не менее 100%.

Остальные сварные стыки - ультразвуковым или магнитографическим методом.

Сварные соединения при переходах трубопроводов через соровые участки должны быть проконтролированы в объеме 100%, из них не менее 50% для участков I категории.

Сварные соединения при переходах трубопроводов через автомобильные дороги II и III категорий должны быть проконтролированы в объеме 100% радиографическим методом.

По окончанию монтажа стальные промышленные трубопроводы подлежат испытанию согласно ВСН 011-88 и ВСН 005-88:

- на прочность гидравлическим способом, для I,II, III категорий Р_{исп.} =1,1 Р_{раб.} в верхней точке, продолжительность испытаний 24 часов;
- на герметичность гидравлическим способом, путем снижения Р_{исп.} до максимального Р_{раб.} в течение не менее 12 часов.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
							277
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). Основным способом защиты подземного трубопровода от почвенной коррозии является антикоррозионное полиэтиленовое изоляционное покрытие «усиленного типа» согласно ГОСТ 25812-83.

9.6.4 Технологические трубопроводы

Проектом предусматривается надземная прокладка технологических трубопроводов на площадке камеры запуска очистных устройств и на площадке коммерческого узла учета газа.

Согласно «Требованиям промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов» технологические трубопроводы классифицируют:

- газопровод товарного газа (Р раб. 7,6 МПа) – I категории, гр. Ба;

По окончании монтажа технологические трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность согласно СП РК 3.05-103-2014.

Испытательное давление на прочность трубопроводов, должно быть:

- при Р раб. до 0,5 МПа включительно – 1,5 Р раб., но не менее 0,2МПа,
- при Р раб. свыше 0,5 МПа – 1,25 Р раб., но не менее 0,8 МПа.

Давление испытания на герметичность: Р исп.=Р раб.

Объем контроля сварных соединений стальных трубопроводов неразрушающими методами от общего числа сварных стыков согласно СП РК 3.05-103-2014 должен составлять для I и II категорий – 3%.

Примечание: минимальное число контролируемых стыков дано в % от общего числа производственных стыков, сваренных каждым сварщиком, но не должно быть менее одного стыка.

Проектом предусматривается антикоррозионная изоляция надземных трубопроводов и оборудования. Трубопроводы, оборудование и арматура, подлежащие теплоизоляции, должны иметь надежное антикоррозионное покрытие.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист	
											278
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

9.7 Подключение к газопроводу на ГСП «Толкын»

9.7.1 Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица 3.4 - Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности.

Наименование помещений, наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория взрывопожарной и пожарной опасности согласно Технического регламента	Класс взрывной и пожарной опасности зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ РК
Площадка камер запуска/приема скребка	Газ горючий	Ан	В-1г	IIА-Т1
Площадка узла линейной арматуры №1, №2, №3, №4, №5	Газ горючий	Ан	В-1г	IIА-Т1
Площадка блока измерительных линий	Газ горючий	А	В-1а	IIА-Т1
Площадка Блока измерения качества	Газ горючий	А	В-1а	IIА-Т1
Площадка дренажной емкости	Газовый конденсат	Ан	В-1г	IIА-Т1
Площадка помещения охраны и операторной	-	Д	-	-
Узел подключения к газопроводу ГСП «Толкын»	Газ горючий	Ан	В-1г	IIА-Т1

Таблица 3.5- Перечень взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в процессах

Наименование веществ	Предел взрываемости, % смеси с воздухом		Плотность, кг/м³		ПДК, мг/м³ Санпин РК	Краткая характеристика и действие на человека	Индивид. средства защиты	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
	нижн	верхн	в жид-фазе	в газ фазе				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Газ горючий СТ РК 1666-2007	5	15	-	0,86	300	ГГ токсичен	Спец.одежда спец.обувь, противогаз	4
Топливный газ	5	15	-	0,8	300	ГГ	То же	4
Дренаж	1,4	8,0	628	-	100	ЛВЖ	То же	4
Метанол	6	34,7	810	-	5	ГЖ ядовит	То же	3

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

9.7.2 Технические решения по предотвращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр почвы и включают в себя мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности при:

- монтаже;
- эксплуатации;
- аварийных ситуациях.

При проектировании промысловых трубопроводов предусматриваются следующие мероприятия, направленные на предотвращение выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду:

- монтаж герметизированных систем транспорта газа;
- контроль сварных стыков и гидравлическое испытание трубопроводов после монтажа;
- обеспечение коррозионной защиты трубопроводов, арматуры и оборудования;
- применение противоаварийных устройств: отсекающей, запорной, запорно-регулирующей арматуры; предохранительных устройств;
- безопасная эксплуатация трубопроводов за счет обеспечения технических характеристик применяемых трубопроводов, арматуры и оборудования;
- жесткий контроль над изменением толщины стенки трубопроводов, появлением микротрещин наземного оборудования во время эксплуатации объекта;
- исключение сбросов всех видов стоков в открытые водоемы или на поверхность земли;
- контроль над соблюдением технологического регламента производства;
- контроль над работой контрольно-измерительных приборов.

9.7.3 Оценка возможностей возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Опасные ситуации и режимы отказов для трубопроводов в период эксплуатации в основном определены следующими факторами:

- коррозия, внутренняя и наружная;
- механические отказы, включая поломки трубопроводов и фитингов;
- операционные нарушения, такие как превышение допустимых уровней давления;
- естественные опасности, такие как землетрясения, грязевые потоки, усадка или вспучивание земной поверхности, эрозия;
- опасности, связанные с инфраструктурой (железные дороги, автодороги и проложенные рядом коммуникации или промышленные предприятия).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист
										280
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Террористические акты, вандализм также рассматриваются в качестве возможных источников опасности.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение всех технологических параметров, определенных проектом;
- осуществление постоянного контроля над ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля над герметичностью трубопроводов и оборудования;
- контроль над герметичностью оборудования и трубопроводов путем визуального осмотра.

9.8 Оворка об ответственности тоо «КМГ Инжиниринг»

ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнило работу в рамках договора о закупке работ АО «НК «КазМунайГаз» №521280 от 27 января 2021 г. на основании документов и исходных данных заказчика АО «НК «КазМунайГаз» и третьих лиц, предоставленных по поручению АО «НК «КазМунайГаз».

ТОО «КМГ Инжиниринг» полагается на достоверность, точность, полноту, правильность и действительность вышеуказанных исходных данных, документов и сведений, предоставленных заказчиком/третьими лицами по поручению заказчика (далее – исходные данные), и не несет ответственности за достоверность, актуальность, точность, полноту, правильность и действительность исходных данных, а также за правильность составления заказчиком технического задания, его достоверность, полноту и корректность

ТОО «КМГ Инжиниринг» передает заказчику результаты исполнения технического задания только в рамках технического задания и не несет ответственность за результаты работы и выводы, сделанные на основе недостоверных/ неактуальных/ неточных/ неполных/ неправильных/ недействительных исходных данных, а также за последующее применение заказчиком выводов, основанных на таких исходных данных, и за использование/применение заказчиком рекомендаций не в соответствии с требованиями, указанными в заключении ТОО «КМГ Инжиниринг».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01- МГ	Лист	
											281
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

10. НАРУЖНЫЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

Инв.№ подл.		Подпись и дата									
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-НВК	Стадия	Лист	Листов	
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата					
	Разработал	Жумаханов									Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва
	Проверил	Каримова									
	ГИП	Фавицкая									
	Н.контр.	Рахимбергенов					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"				

10.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Данный документ пояснительной записки к ТЭО описывает систему сбора скважинной продукции, включая её технологические, строительные и эксплуатационные характеристики.

Целью проекта является создание эффективной и безопасной системы для сбора и транспортировки продукции скважин на газосборном пункте, отвечающей требованиям промышленной и экологической безопасности.

Месторасположение, климатические условия, общие сведения об объекте отражены в общей и технологической частях проекта.

Все технологические решения по водоснабжению и водоотведению приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

10.2 Основные технические решения системы сбора скваженной продукции

10.2.1 Наружные сети водоснабжения

Системы водоснабжения предусматриваются для операторной на проектируемой площадке газосборного пункта 1 и 2.

Вода будет использоваться на следующие нужды:

- Хозяйственно-питьевые нужды;
- Бутилированная вода для питьевых нужд;

Для расчета потребности в воде на хоз-питьевые нужды использованы следующие показатели:

Количество работающих - 8 человек, в том числе: 5-операторов, 1-мастер, 1-пом.мастер, 1 -уборщик;

Норма водопотребления на хозяйственно-бытовые нужды производственных объектов – 500 литров на человека в смену.

На питьевые нужды - 2 литра на человека в смену;

Расчет предоставляется по Таблица 9.1.2.1 - Сводная таблица водопотребления и водоотведения.

Система предназначена для обеспечения питьевого, хозяйственно-бытовые нужды производственного объекта на проектируемой площадке газосборного пункта 1 и 2.

Система исходного водоснабжения включает в себя следующие сооружения:

- Межплощадочный водопровод, прокладываемый по территории площадке газосборного пункта 1 и 2 для подвода воды на заполнение резервуаров запаса питьевой воды;
- Резервуар РЧВ-10 для питьевой воды V=10 м3 (1 шт.);

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	На питьевые нужды - 2 литра на человека в смену;						
			Расчет предоставляется по Таблица 9.1.2.1 - Сводная таблица водопотребления и водоотведения.						
			Система предназначена для обеспечения питьевого, хозяйственно-бытовые нужды производственного объекта на проектируемой площадке газосборного пункта 1 и 2.						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	Система исходного водоснабжения включает в себя следующие сооружения:						
			Межплощадочный водопровод, прокладываемый по территории площадке газосборного пункта 1 и 2 для подвода воды на заполнение резервуаров запаса питьевой воды;						
			Резервуар РЧВ-10 для питьевой воды V=10 м3 (1 шт.);						
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-НВК						Лист
									283
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

- Насосы для хоз-питьевого водоснабжения (1 раб.,1 рез.), размещенные в здании операторной;

10.2.2 Наружные сети канализации

10.2.2.1 Система бытовой канализации

Объектом водоотведения хозяйственно-бытовых стоков в данном рабочем проекте является: Операторная

10.2.2.2 Бытовая канализация

Система бытовой канализации предназначена для сбора и отвода сточной воды от санитарных приборов.

Бытовая канализация от здания по самотечному трубопроводу отводится в септики и далее автотранспортом отправляется на существующие очистные сооружения.

10.2.2.3 Септик

Выгребная яма (септик) служат для накопления и частичного осветления хозяйственно-бытовой канализации, с последующим вывозом на очистные сооружения. Септик состоит из круглых колодцев диаметром -2000мм из двух колец. Колодцы приняты из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-90.

С внутренней стороны стенки и днище оштукатуриваются водонепроницаемым цементно-песчаным раствором толщиной 20мм состава 1:3, с добавкой азотнокислого кальция (нитрата кальция) в соответствии с «Руководством по применению водонепроницаемых цементно-песчаных растворов с добавкой азотнокислого кальция для гидроизоляционных работ в строительстве».

10.2.2.4 Трубы

Система наружной бытовой канализации принимается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001.

Прокладка трубопроводов подземная. Глубина заложения на 0.3м выше глубины проникновения в грунт нулевой температуры, считая до низа трубы.

Таблица - Сводная таблица водопотребления и водоотведения.

Наименование потребителей	Водопотребление				Водоотведение					Примечание
	Расход питьевой воды		Расход хоз-бытовой воды		Характеристика сточных вод	Возврат в технологический процесс м3/сут.	Безвозвратные потери м3/сут	Сброс в канализацию		
	м3/сут.	м3/год.	м3/сут.	м3/год.				Бытов. уюм3/год	Производ. ответственную м3/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Хоз-питьевое водоснабжение	0,016	5,84	4,0	1460,0	бытовая	-	5,84	1460,0	-	На бытовые стоки вахтового городка
Итого:	0,016	5,84	4,0	1460,0		-	5,84	1460,0	-	

10.3 НАРУЖНОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ У(К)ПГ, УОГ

10.3.1 Исходные данные

Раздел «НАРУЖНОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ» разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 01.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбаунайгаз».

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбаунайгаз»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

Раздел «ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» (с [изменениями и дополнениями](#) по состоянию на 11.07.2021 г.)
- СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";
- СН РК 4.01-03-2011 "Водоотведение. Наружные сети и сооружения";
- СП РК 4.01-103-2013 "Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации".
- СН РК 4.01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»,
- СН РК 4.01-02-2013 «Внутренние санитарно-технические системы»,
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения, и канализации из пластмассовых труб»;
- СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»,

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-НВК	Лист
							285
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Правила охраны труда и техники безопасности при эксплуатации систем водоснабжения и водоотведения (с [изменениями и дополнениями](#) от 15.07.2014 г.),
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» Республики Казахстан № 209, от 16 марта 2015 года;
- Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности" утвержденный приказом Министра внутренних дел РК от 17.08.2021 года № 405.

10.3.2 Подготовительные работы.

Подготовительные работы на объекте включают внетрассовые подготовительные работы.

Вне трассовой подготовительной работы предусматривают:

- а) разработку карьеров;
- б) устройство временных жилых городков;
- в) строительство временных дорог;
- г) монтаж, сварочно-изоляционных баз, баз механизации;
- д) создание социальной инфраструктуры;
- е) создание текущих, страховых и сезонных запасов труб и других материалов.

Геодезическую разбивку трассы в горизонтальной и вертикальной плоскостях необходимо выполнять в соответствии с параметрами естественных прогибов трубопровода на отдельных участках, соблюдая при этом проектные отметки оси трассы.

В подготовительный период, в зависимости от принятой технологии и организации работ, могут выполняться следующие мероприятия:

- а) сварка отдельных труб в секции и секций в плети необходимой длины;
- б) укрупнительная сборка крановых узлов.
- При строительстве трубопроводов для обеспечения требуемого качества строительства следует производить:
 - а) проверку квалификации монтажников и сварщиков;
 - б) входной контроль качества применяемых труб, соединительных деталей и арматуры;
 - в) технический осмотр сварочных устройств и применяемого инструмента;
 - г) систематический операционный контроль качества сборки и режимов сварки;
 - д) визуальный контроль качества сварных соединений и контроль их геометрических параметров;
 - е) механические испытания сварных и других соединений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-НВК	Лист
										286
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

На всех строительных машинах следует установить защитные приспособления в виде эластичных прокладок, обшивок, бандажей, вкладышей.

При перемещении труб и собранных секций, имеющих антикоррозионные покрытия, рекомендуется применять мягкие клещевые захваты, гибкие полотенца и другие средства, исключающие повреждение этих покрытий.

Трубы раструбного типа безнапорных трубопроводов следует, как правило, укладывать раструбом вверх по уклону.

Прокладка напорных трубопроводов по пологой кривой без применения фасонных частей рекомендуется для раструбных труб со стыковыми соединениями на резиновых уплотнителях с углом поворота в каждом стыке не более чем на 2° для труб условным диаметром до 600 мм и не более чем на 1° для труб условным диаметром свыше 600 мм.

Концы труб, а также отверстия во фланцах запорной и другой арматуры при перерывах в укладке рекомендуется закрывать заглушками или деревянными пробками.

Резиновые уплотнители для монтажа трубопроводов в условиях низких температур наружного воздуха не допускается применять в замороженном состоянии.

Для заделки (уплотнения) стыковых соединений трубопроводов следует применять уплотнительные и «замковые» материалы, а также герметики согласно проекту.

Зазор между трубопроводом и сборной частью бетонных или кирпичных упоров следует плотно заполнять бетонной смесью или цементным раствором.

Перед разработкой траншеи следует воспроизвести разбивку ее оси, а на вертикальных кривых - разбивку глубины через каждые 2 м геодезическим инструментом.

10.3.3 Водоснабжение

Точка подключения наружного водоснабжения производится в существующий водопровод. Диаметр существующего водовода Ø 150, проложены на глубине 2 м. Категория существующей системы водоснабжения относится ко II категории.

В точке подключения наружного водоснабжения предусмотрен колодец ВК1, диаметром Ø1500, с установкой в нем, отключающей арматуры, задвижки стальная диаметром Ø150

Согласно санитарной правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» утвержденный приказом Министра национальной экономики РК 16 марта 2015 года №209 п.78 ширина санитарно-защитной полосы по обе стороны от крайних линий водопровода, при диаметре водопровода до 200 миллиметров не менее 6 м.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-НВК	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		287

Для соединения труб из полимерных материалов должны использоваться, как правило, соединительные детали из полимерных материалов. Допускается использовать специальные соединительные детали из металла.

Для соединения труб из полиолефинов следует использовать сварку. Трубы из поливинилхлорида, стеклопластиков и базальтопластиков следует соединять на раструбных соединениях, уплотняемых профильным резиновым кольцом, или на клее.

Для присоединения труб из полимерных материалов к арматуре и металлическим трубам следует использовать пластмассовые буртовые втулки и свободные металлические фланцы или неразъемные соединения из пластмассы-металла.

На поворотах трассы при возможности с минимальным радиусом за счет изгиба трубы.

10.3.4 Канализация

Проектом предусмотрены наружные сети канализации здания насосной станции пожаротушения и дренаж из двух РВС 2000. Дренажные стоки осуществляется в проектируемый колодец Ø1000 мм по ГОСТ 8020-90.

Расстояние до колодца соблюдены требования согласно нормативными документами РК.

Наружные сети канализации из полиэтиленовых труб SDR17, ГОСТ 32413-2013 диаметром Ø 159х5.0 мм.

Трубы укладываются на естественное основание траншеи, прокладку предусмотреть с уклоном не менее 8‰ от зданий до существующей колодцы. При обратной засыпке трубопровода следует предусматривать подушку из вынутого мягкого грунта, толщиной 0.1 м не содержащего твердых включений (щебень, камни, кирпич и т.д.).

Колодцы для бытовой канализации, устанавливаемые на выпуске из здания, выполняется из сборных железобетонных колец диаметром, основание под днища колодцев – щебеночная подготовка толщиной 50 мм с пропиткой битумом до полного насыщения.

Внутренняя поверхность колодца обмазываются горячим битумом в несколько слоев по огрунтовке из раствора битума в бензине; наружные поверхности обмазываются горячим битумом в 2 слоя.

10.3.5 Испытание трубопроводов и сооружений

10.3.5.1 Напорные трубопроводы

Напорные трубопроводы подлежат испытанию на прочность и герметичность, как правило, гидравлическим способом. В зависимости от климатических условий в районе строительства и при отсутствии воды может быть применен пневматический способ испытания для трубопроводов с внутренним расчетным давлением.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-НВК	Лист
							288
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Испытание напорных трубопроводов всех классов следует производить в два этапа:

- а) *первый* - предварительное испытание на прочность и герметичность, выполняемое после засыпки пазух с подбивкой грунта на половину вертикального диаметра и присыпкой труб в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87 с оставленными открытыми для осмотра стыковыми соединениями; это испытание допускается выполнять без участия представителей заказчика и эксплуатационной организации с составлением акта, утверждаемого главным инженером строительной организации;
- б) *второй* - приемочное (окончательное) испытание на прочность и герметичность следует выполнять после полной засыпки трубопровода при участии представителей заказчика и эксплуатационной организации с составлением акта о результатах испытания по форме обязательных приложений А или В по СП РК 4.01-103-2013.

10.3.6 Контроль качества сварных соединений трубопроводов

10.3.7 Общие указания

При строительстве трубопроводов с применением труб из полимерных материалов для обеспечения требуемого качества строительства необходимо производить:

- - проверку квалификации монтажников и сварщиков;
- - входной контроль качества применяемых труб, соединительных деталей и арматуры;
- - технический осмотр сварочных устройств и применяемого инструмента;
- - систематический операционный контроль качества сборки и режимов сварки;
- - визуальный контроль качества сварных соединений и контроль их геометрических параметров;
- - механические испытания сварных и других соединений.

Контроль качества сварных и соединительных деталей, входной контроль труб и т.д. следует производить в соответствии с требованиями, указанными в [разделах 4.5.2; 4.5.3; 4.5.4](#).

10.3.8 Входной контроль качества труб и соединительных деталей

Входной контроль качества труб и соединительных деталей осуществляется строительно-монтажной организацией, допущенной к выполнению работ по монтажу трубопроводов из полимерных материалов.

Входной контроль включает следующие операции:

- проверка целостности упаковки;
- проверка маркировки труб и соединительных деталей на соответствие технической документации;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист	
Инв. № подл.									0208-1006276/2024/1//80-01-01-НВК	289
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

- внешний осмотр наружной поверхности труб и соединительных деталей, а также внутренней поверхности соединительных деталей;
- измерение и сопоставление наружных и внутренних диаметров и толщины стенок труб с требуемыми. Измерения следует производить не менее чем по двум взаимно перпендикулярным параметрам. Результаты измерений должны соответствовать величинам, указанным в технической документации на трубы и соединительные детали. Овальность концов труб и соединительных деталей, выходящая за пределы допускаемых отклонений, не разрешается.

Все трубы и соединительные детали зарубежной поставки должны иметь техническое свидетельство.

Не допускается использовать для строительства трубы и соединительные детали с технологическими дефектами, царапинами и отклонениями от допусков больше, чем предусмотрено стандартом или техническими условиями.

Результаты входного контроля оформляются актом по форме, приведенной в [приложении 14 СН РК 4.01-05-2002](#).

10.3.9 Операционный контроль качества сборки и режимов сварки

Операционный контроль должен предусматривать:

- проверку надлежащей подготовки сварочных работ, очистку поверхностей труб и фасонных частей от загрязнений, влаги и т.д.;
- контроль технологии сварки (температура нагревателя, продолжительности нагрева деталей и т.д.).

10.3.10 Визуальный контроль качества сварных соединений и контроль их геометрических параметров
Внешнему осмотру подлежат все сварные стыки для выявления:

- перекосов в соединении;
- перегрева материала стенок свариваемых деталей;
- зон непровара (пустот) между сваренными деталями;
- недостаточного или слишком значительного валика, а также несимметричности и неравномерности его по периметру (у соединений, полученных стыковой сваркой).

Внешний вид сварных соединений должен удовлетворять следующим требованиям:

- отклонение величины углов между осевыми линиями трубопровода и фасонной части в месте стыка не должно превышать 10°;
- наружная поверхность раструбов фасонных частей, сваренных с трубами, не должна иметь трещин, складок или других дефектов, вызванных перегревом деталей;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-НВК		Лист
											290
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- у кромки раструба фасонной части, сваренной с трубой, должен быть виден сплошной (по всему периметру) валик оплавленного материала, слегка выступающий за торцовую поверхность раструба и наружную поверхность трубы;
- наружный валик сварного шва должен быть симметричным и равномерно распределенным по ширине и всему периметру трубы.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-НВК	Лист	
											291
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

11. ПОЖАРОТУШЕНИЕ

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ			
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Разработал	Жумаханов						АС	292	9
	Проверил	Каримова						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Фавицкая									
Н.контр.	Рахимбергенов									

11.1 Исходные данные системы сбора скважинной продукции

Данный документ пояснительной записки к ТЭО описывает систему сбора скважинной продукции, включая её технологические, строительные и эксплуатационные характеристики.

Целью проекта является создание эффективной и безопасной системы для сбора и транспортировки продукции скважин на газосборном пункте, отвечающей требованиям промышленной и экологической безопасности.

Месторасположение, климатические условия, общие сведения об объекте отражены в общей и технологической частях проекта.

Все технологические решения по водоснабжению и водоотведению приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

11.1.1 Основные технические решения

11.1.1.1 Первичные средства пожаротушения

Для обеспечения пожарной защиты зданий и сооружений, расположенных на территории УКПГ, предусматриваются следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители портативные и передвижные;
- пожарные щиты.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей в защищаемом помещении или на объекте предусматривается в зависимости от их огнетушащей способности, площади помещений и открытых площадок, класса пожарной опасности горючих веществ и материалов.

На предприятии предусматривается использование как переносных огнетушителей (водяных, сухих порошковых, пенных и углекислотных), так и передвижных колесных огнетушителей (пенных и углекислотных).

Вне зданий на территории УКПГ, исходя из размеров территории и категории производств по взрывопожарной и пожарной опасности, проектом предусматривается установка пожарных щитов типа «ЩП-В» в количестве 1 шт.

11.1.1.2 Пожаротушение компрессорной станции

Проектными решениями для защиты от пожара компрессорной станции на объекте Газосборного пункта N2 предусмотрены модули порошкового пожаротушения газо-аэрозольного наддува МПП-100 (ОПАН-100), в дальнейшем МПП взрывозащищенного исполнения, предназначен для применения в автоматических установках тушения пожаров классов А. МПП могут использоваться:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист	
											293
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

МПП приводится в действие с помощью соответствующих сигнально-пусковых устройств и (или) установок пожарной сигнализации с блоком питания и является основным элементом для построения модульных автоматических установок порошкового пожаротушения МПП соответствуют климатическому исполнению УХЛ категории размещения 2 по ГОСТ 15150-69, для температуры в режиме ожидания от минус 50°С до плюс 50°С.

Модули ОПАН-100, с порошком Вексон-АВС не требуют перезарядки в течение 10 лет (если не было срабатывания).

11.1.1.3 Знаки безопасности и предупреждающие знаки

На территории предприятия, исходя из условий безопасности, после определения возможных опасностей в различных зданиях и сооружениях предусматриваются знаки безопасности и разметка сигнальная.

Знаки безопасности выполняются в соответствии с требованиями Постановления Правительства Республики Казахстан от 29 августа 2008 года №803, Об утверждении Технического регламента «Требования к сигнальным цветам, разметкам и знакам безопасности на производственных объектах» и подразделяются:

- Предписывающие (сигнальный цвет синий);
- Запрещающие (сигнальный цвет красный);
- Предупреждающие (сигнальный цвет желтый);
- Знаки пожарной безопасности (сигнальный цвет красный);
- Эвакуационные знаки и знаки медицинского и санитарного назначения (сигнальный цвет зеленый);
- Общая информация (черный цвет на белом фоне);
- Знаки и таблички специального назначения (различные)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист	
											294
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

11.2 Исходные данные У(К)ПГ и УОГ

Раздел «Пожаротушение» разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 01.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбамунайгаз».

Проектная организация – Атырауский Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбамунайгаз»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

Вид строительства – новое строительство.

Раздел «ПОЖАРОТУШЕНИЕ» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

- СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";
- СН РК 4.01-03-2011 "Водоотведение. Наружные сети и сооружения";
- СП РК 4.01-103-2013 "Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации".
- СН РК 4.01-02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»,
- СП РК 2.02-103-2012 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»,
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения, и канализации из пластмассовых труб»;
- СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»,
- СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»,
- СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»,
- СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы»,
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» Республики Казахстан № 209, от 16 марта 2015 года;
- Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности" утвержденный приказом Министра внутренних дел РК от 17.08.2021 года № 405.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ					

Лист
295

11.3 Основные проектные решения

11.3.1 Общие положения

В площадке предусмотрена автоматическая система пожаротушения, дистанционный запуск системы пенного пожаротушения из помещения операторной дежурным персоналом. Для оповещения персонала о пожаре на объекте используются оповещатели.

На основании задания на проектирования и согласно СП РК 2.02-103-2012, 5.1, приложении Б, на складах нефти и нефтепродуктов предусмотрены системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения. И п. 6.40, пожарные лафетные стволы устанавливаются на наружных установках для защиты аппаратуры и оборудования, содержащих горючие газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости.

Система пожаротушения начинается от насосной станции пожаротушения, далее НСПТ. Насосная станция пожаротушения подготавливают воду и пены, и подает в систему. Далее по двойным контурам кольцевой системы через водопроводные колодцы производится тушения пожара.

11.3.2 Система водяного пожаротушения

Кольцевая система водяного пожаротушения В2, выполняются из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001, HDPE100, SDR11, диаметром Ø250x22,7.

При срабатывании тепловых взрывозащищенных пожарных извещателей сигнал о пожаре поступает на прибор пожарной сигнализации. В зависимости от номера оборудования, в котором произошел пожар, срабатывает по сигналу соответствующая электроприводная задвижка, на подводящем трубопроводе системы тушения, соответствующих оборудовании.

Класс герметичности ручных и электроприводных задвижек должен быть не ниже А по ГОСТ 9544 -2015.

Окраска трубопроводов предусматривается грунтовкой ГФ-021 (либо идентичной) в один слой и краской ПФ-115 (либо идентичной) в два слоя.

При возгорании пожара любого резервуара в парке, для тушения установлены пожарные гидранты по кольцевому водопроводу.

11.3.3 Пожарный гидрант

Для тушения пожара площадки технологических установок по кольцевому линию водопроводу и пенопровода установлены пожарные гидранты воды и пены. Пожарный гидрант используется при тушении пожара как наружный пожарный кран в случае присоединения пожарного рукава для подачи воды к месту тушения пожара и как водопитатель для насоса пожарного автомобиля. Все пожарные гидранты воды ВПГ и пены

Инв. № подл.	Инв. № подл.	При возгорании пожара любого резервуара в парке, для тушения установлены пожарные гидранты по кольцевому водопроводу.						
		11.3.3 Пожарный гидрант						
		Для тушения пожара площадки технологических установок по кольцевому линию водопроводу и пенопровода установлены пожарные гидранты воды и пены. Пожарный гидрант используется при тушении пожара как наружный пожарный кран в случае присоединения пожарного рукава для подачи воды к месту тушения пожара и как водопитатель для насоса пожарного автомобиля. Все пожарные гидранты воды ВПГ и пены						
Инв. № подл.	Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист
								296
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата

ППГ, устанавливаются в железобетонный колодец из сборных элементов диам. Ø2000мм, 4000х3000мм, 3000х2000мм. В проекте:

	УКПГ	УОГ	УПГ
пожарные гидранты воды ВПГ	12 шт	9 шт	10 шт
пожарные гидранты пены ППГ	12 шт	9 шт	10 шт

Подводящие трубопроводы выполняются из полиэтиленовых труб, диаметром по ГОСТ 18599-2001.

Согласно СНиП РК 4.01-02-2009 п.11.16, расстояние между гидрантами не превышает 200 м.

Согласно техническому регламенту «Общие требования к пожарной безопасности от 23 июня 2017 года № 439, п.360, у места размещения подземного пожарного гидранта установлен световой или флуоресцентный указатель с нанесенным буквенным индексом «ВПГ» и «ППГ», цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта.

Пожаротушения предусматривается в автоматическом режиме по специальному алгоритму от автоматической пожарной сигнализации адресного типа.

При срабатывании тепловых взрывозащищенных пожарных извещателей сигнал о пожаре поступает на прибор пожарной сигнализации. В зависимости от номера оборудования, в котором произошел пожар, срабатывает по сигналу соответствующая электроприводная задвижка на подводящем трубопроводе системы тушения пожаров резервуаров или технологических установок, соответствующего оборудования.

Класс герметичности ручных и электромагнитных задвижек должен быть не ниже, а по ГОСТ 9544 -2015.

Окраска трубопроводов предусматривается грунтовкой ГФ-021 (либо идентичной) в один слой и краской ПФ-115 (либо идентичной) в два слоя.

11.3.4 Лафетный ствол

Для пожаротушения площадки технологических установок кроме пожарных гидрантов применены лафетные стволы ЛС-20, в количестве 18 шт.

С помощью пожарного лафетного ствола осуществляется подача огнетушащего вещества (воды или пены) на очаг возгорания. В данном проекте применены тушения пожара лафетный ствол с водой. Это позволяет эффективно ликвидировать пожар или охлаждать строительные/технологические конструкции на значительном, безопасном для человека расстоянии. Кроме того, стационарный пожарный ствол помогает справиться со значительной реактивной отдачей, которая возникает при резкой подаче больших объемов воды.

Стационарный ствол пожарный лафетный ЛС-С20, где:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист 297
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Л — лафетный ствол с ручным управлением, формирующий сплошную струю воды и пены;
- С — стационарный;
- 20 — с расходом воды 20 л/с;

Стационарный лафетный ствол ЛС помогает сделать процесс тушения пожара более эффективным и оперативным. Его продуманная конструкция и шарнирные шариковые соединения позволяют изменять угол наведения пожарного ствола в зависимости от ситуации — горизонтально (00-3600) и вертикально (вверх +900, вниз от -150 до -600), а также фиксировать его рукоятью в необходимом положении. При потребности можно регулировать и высоту самого пожарного ствола.

Стволы лафетные ЛС позволяют мгновенно приступить к тушению пожара и максимально быстро ликвидировать очаг возгорания. Надежные крепления, устойчивая конструкция, небольшой вес и моментальное приведение пожарного ствола в рабочее состояние — важный момент на пожароопасных участках. Кроме самого ствола, в комплекте поставляется специальный защитный чехол для насадки. Согласно ВНТП 3-85, на ответвлении от водопроводной сети к лафетному стволу в колодцах должны устанавливаться две задвижки: одна - в начале ответвления, вторая - у лафетного ствола.

Лафетные стволы ЛС используются на:

- взрывоопасных и пожароопасных объектах, таких как нефтяные резервуары, химические предприятия, склады, производственные, спортивные и прочие сооружения;
- пожарных вышках;
- пожарных машинах, прицепах, лодках, катерах и другой специализированной транспортной технике;
- морском и речном транспорте;
- объектах прибрежной зоны портовых сооружений;
- при осаднениях ядовитых или радиоактивных паров, пыли и газов,
- тематические детские площадки комплектуются лафетными стволами.

Задвижка в колодце у ответвления должна быть в теплое время года постоянно открыта. Участок трубопровода между лафетным стволом и задвижкой в колодце на холодное время года должен освобождаться от воды.

У наружных установок и этажерок высотой до высоты 30 м лафетные стволы устанавливаться на специальных лафетных вышках высотой 2 м, на специальных площадках, устраиваемых на уровне площадок открытых лестниц этажерок, которые разработаны в разделе АС.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист
							298
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Во всех случаях лафетные стволы расположены вне габаритов наружных установок, на расстоянии в пределах 10 м от аппаратуры и сооружений установки.

Лафетные стволы для защиты сливноналивных эстакад с односторонним и двухсторонним сливом, расположены количеством 2 ед. эстакады таким образом, чтобы обеспечивалось орошение каждой точки конструкции сливноналивной эстакады по всей длине эстакады двумя компактными струями.

11.3.5 Испытание системы пожаротушения

Испытания установок и систем следует проводить согласно требованиям СТ РК 1903-2009, утвержденных в установленном порядке, сопроводительной эксплуатационной документации на отдельные элементы установки и нормативной документации на установки.

Испытания следует проводить перед сдачей установок в эксплуатацию и в период эксплуатации не реже раза в 5 лет. Испытания должны быть проведены с целью установления соответствия основных параметров требованиям настоящего стандарта и нормативной документации, утвержденной в установленном порядке и качество выполнения монтажных работ, устанавливают внешним осмотром.

Испытания установок должны проводить предприятия (организации), эксплуатирующие установки, или специализированная организация, обслуживающая эти установки.

Перед проведением испытаний узлов управления все элементы и узлы установки, емкости, подлежащие заполнению водой (раствором пенообразователя), должны быть заполнены ими. Заполненный до расчетного уровня автоматический водопитатель или импульсное устройство должны быть накачаны воздухом до рабочего давления, указанного в проекте. Наполнение установок водой (раствором пенообразователя) следует проводить в следующей последовательности;

- а) проверяют возможность выпуска воздуха из верхних точек;
- б) открывают устройства для выпуска воздуха;
- в) медленно наполняют установку;
- г) закрывают все устройства для выпуска воздуха.

Гидравлические испытания емкостей, работающих без давления, следует проводить с соблюдением следующих требований:

- запорная арматура должна быть закрыта и обеспечено отсутствие течи через затворы, сальники и т. д.;
- залив воды следует проводить в два этапа.

На первом этапе емкость необходимо залить на высоту один метр и выдержать в течение суток для проверки герметичности днища.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист
							299
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

На втором этапе емкость необходимо залить до проектной отметки. Емкость считается выдержавшей испытания, если в течение суток не обнаружено признаков течи.

Проверку качества пенообразователя или его раствора следует проводить в соответствии с СТ РК 1903-2009. Интенсивность подачи (для установок объемного тушения - расход) и кратность пены определяют на выбранном участке при расчетном напоре в установке пожаротушения пеной низкой и средней кратности при работе одного пенного оросителя. На выбранном участке в контрольных точках должны быть установлены металлические поддоны размером 0,5х0,5 м и высотой бортов не менее 0,2 м для пены низкой кратности и 0,4 м средней кратности. Количество контролируемых точек должно быть принято в соответствии с программой испытаний, но не менее трех. Для измерения кратности пены рекомендуется взять один из поддонов, заполненных полностью пеной.

При получении неудовлетворительных результатов испытаний, хотя бы по одному из параметров должны быть определены и устранены причины, а затем проведены повторные испытания. Результаты повторных испытаний являются окончательными и заносят в таблицу акта проведения испытаний установки ([приложение А](#)). При испытании за время срабатывания установки следует принимать время с момента восприятия установкой фактора пожара до момента начала истечения пены из оросителей.

Проверку средств сигнализации уровня в резервуарах с запасом воды (раствора пенообразователя) осуществляют путем замыкания контактов сигнализатора уровня, имитирующих аварийные уровни в резервуаре. На щите управления в насосной станции должна включиться световая сигнализация, а в помещении пожарного поста (диспетчерской) - звуковая сигнализация.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ПТ	Лист	
											300
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

12. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					АС	301	10
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

12.1 Введение

Раздел «Тепловые сети» разработка ТЭО к проекту «Строительство и обустройство наземной инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р Западная Прорва» Атырауская область, Жылыойский район» разработан на основании договора №0208-1006276/2024/1/ от 01.07.2024г. между ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг», и АО «Эмбаунайгаз».

Исходные данные для проектирования:

- Задание на разработку ТЭО выданное АО «Эмбаунайгаз»;

Данная проектная документация по представленным разделам выполнена на стадии «Рабочий проект» в соответствии с нормативными требованиями РК.

Проектная организация – ТОО Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг»

Вид строительства – новое строительство.

Раздел «Тепловые сети» разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов РК, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированных объектов, с соблюдением противопожарных, санитарных норм, норм взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности:

- ГОСТ 21.605-82 «Сети тепловые (Тепломеханическая часть)»;
- СН РК 2.04-01-2009 «Нормы теплотехнического проектирования гражданских и промышленных зданий (сооружений) с учетом энергосбережения»;
- СП РК 2.02-101-2014 Пожарная безопасность зданий и сооружений.
- СН РК 2.02-01-2019 Пожарная безопасность зданий и сооружений.
- СП РК 2.04-106-2012 «Проектирование тепловой защиты зданий»;
- СН РК 4.02-04-2013 «Тепловые сети»;
- СП РК 4.02-104-2013 «Тепловые сети»;
- МСН 4.02-02-2004 "Тепловые сети";
- Пособие к МСН 4.02-02-2004 «Тепловые сети».

Климатологические данные приняты в соответствии со СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» для г. Атырау следующие:

- температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции, зимняя - минус 26,6°С;
- температура наружного воздуха для проектирования кондиционирования, летняя - плюс 35,3°С;
- продолжительность отопительного периода 170 суток;
- средняя температура отопительного периода - минус 1,4°С.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.	- Пособие к МСН 4.02-02-2004 «Тепловые сети». Климатологические данные приняты в соответствии со СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» для г. Атырау следующие: - температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции, зимняя - минус 26,6°C; - температура наружного воздуха для проектирования кондиционирования, летняя - плюс 35,3°C; - продолжительность отопительного периода 170 суток; - средняя температура отопительного периода - минус 1,4°C.					
Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист 302	
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись			Дата

Параметры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с действующей нормативной документацией, а также по заданию технологических отделов. Категории помещений приняты в соответствии с противопожарными нормами проектирования Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности».

12.2 Проектные решение У(К)ПГ, УОГ

Источником теплоснабжения служит существующая блочно-модульная котельная. Согласно СН РК 4.02-04-2013 Тепловые сети п.5.4.1.3 Потребители теплоты по надежности теплоснабжения относятся – I категории.

В состав потребителя входит:

	УКПГ	УПГ	УОГ
АБК	1 ед	1 ед	1 ед
Склад ГСМ	1 ед	1 ед	1 ед
Склад хим.реагента	1 ед	1 ед	1 ед
Химическая лаборатория	1 ед	1 ед	

Категория трубопроводов теплосети относится к V, так как теплоноситель - сетевая вода с параметрами 95-70°С.

Трубопроводы тепловых сетей запроектированы из труб стальных электросварных по ГОСТ 10704-91.

Прокладка проектируемой теплосети принята подземная на сборных железобетонных каналах КЛ88х58

Антикоррозийная изоляция стальных трубопроводов - краска БТ-177 за 2 раза, по грунтовке ГФ-031.

Тепловая изоляция для труб и задвижек запроектирована матами из стеклянного волокна "URSA", толщ. 60 мм, с коэф. уплотнения $\mu_{пл}=1,5$.

Покровный слой - для труб и задвижек из оцинкованной тонколистовая стали, толщиной $b=0.5\text{мм}$.

Сварку труб и деталей стальных труб вести электродами Э-42. Все сварные соединения подвергнуть контролю качества неразрушающими методами согласно "Требования промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Монтаж трубопроводов и технический надзор за строительством вести в соответствии с требованиями проекта «Требования промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист
							303
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Теплосеть двухтрубная:

- Т1- трубопровод подающий сетевой воды;
- Т2- трубопровод обратной сетевой воды.

12.3 Проектные решение, вспомогательные здания и сооружения

12.3.1 Теплотехническое решение котельной

Для снабжения теплом проектируемых вспомогательных зданий и сооружений, по проекту ТЭО, служит проектируемая блочно-модульная котельная (БМК), тепловая мощность:

- 3,5 МВт для отопления,
- 3,5 МВт для отопления,
- 1,0 МВт для горячей воды.

Теплоноситель – для теплоснабжения здания сооружения, с параметрами 95-70°С.

Теплоноситель – для горячей воды для бытовых и производственных нужд с параметрами 60-55°С.

Топливо. Согласно технического условия, в качестве расчетного топлива принимаем попутный природный газ, по ГОСТ 31369-08.

Котлы. Согласно теплотехническому расчету, приняты стальные водогрейные два котла ВВ-3500, мощностью 3009458,3 ккал/час (3500 кВт), и стальной водогрейный один котел ВВ-1000, мощностью 859845,2 ккал/час (1000 кВт), всего количество 3 единиц, производства «Боран бойлер» с предохранительными клапанами. ТОО "Жахан-Атырау" (Казахстан) поставляет котельную блочно - модульное в комплекте полностью оборудованы. Оснащенными газовыми горелками "Ecoflam"- BLU 5000, количество 2 единиц, и Ecoflam"- BLU 1500, количество 1 единиц с соответствующими клапанами "Genebre" к котлам.

Здание котельной. Блочно-модульная котельная полного заводского изготовления с размерами в плане котельной ДхШхВ (без учета фундаментов) 14,0х14,0х4,0 м. Поставляется с основной рамой.

Масса не более - 15,0 тонн.

Степень огнестойкости здания - II.

Помещение котельной оборудовано системой автоматической пожарной сигнализации.

Система автоматизации котельной предусматривает:

- Автоматическое регулирование температуры воды на выходе из котлов;
- Автоматическое поддержание давления в теплосети;
- Защита от сухого хода пропиточных и сетевых насосов;
- Защита от переполнения бака подпитки;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист
							304
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Тепловая изоляция для труб и задвижек запроектирована матами из стеклянного волокна "URSA", толщ. 60 мм, с коэф. уплотнения $\mu_{пл}=1,5$.

Покровный слой - для труб и задвижек из оцинкованной тонколистовая стали, толщиной $b=0.5\text{мм}$.

Сварку труб и деталей стальных труб вести электродами Э-42. Все сварные соединения подвергнуть контролю качества неразрушающими методами согласно "Требования промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Монтаж трубопроводов и технический надзор за строительством вести в соответствии с требованиями проекта «Требования промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Теплосеть двухтрубная:

- Т1- трубопровод подающий сетевой воды,
- Т2- трубопровод обратной сетевой воды,

Теплосеть четырехтрубная:

- Т1- трубопровод подающий сетевой воды,
- Т2- трубопровод обратной сетевой воды,
- Т3- трубопровод прямой горячей воды,
- Т4- трубопровод циркуляционный.

Теплосеть шеститрубная:

- Т1- трубопровод подающий сетевой воды,
- Т2- трубопровод обратной сетевой воды,
- Т3- трубопровод прямой горячей воды,
- Т4- трубопровод циркуляционный.
- Т3- трубопровод подающий для технологических нужд,
- Т4- трубопровод циркуляционный для технологических нужд.

Горячее водоснабжение решается по открытой схеме через теплообменник. Трубопроводы теплосети стальные по ГОСТ 10704-91, с изоляцией трубопроводов теплоизоляционными матами из минваты, толщиной 60 мм и трубопроводы горячего водоснабжения из водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75*, прокладываются надземно, вместе на отдельностоящих опорах теплосети.

Система тепловых сетей 4-трубная, на выходе из котельной из 5-труб, только по отдельным ветвям к насосной и РВС-200 из 2-труб. Согласно СН РК 4.02-04-2013 регулирование тепловой энергии на источнике теплоты качественно - количественное.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист
							306
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Компенсация тепловых удлинений предусмотрена за счет углов поворота, опусков и подъёмов труб (самокомпенсация).

При надземной прокладке, после нанесения антикоррозионного покрытия в два слоя по холодной грунтовке, трубы изолируются теплоизолирующим материалом, при надземной прокладке толщиной 60 мм, Затем покрывается защитным материалом.

Монтаж и укладку трубопроводов теплосети выполнить в объеме соответствующих разделов СН РК 4.02-04-2013 "Тепловые сети"; МСН 4.02-02-2004 "Тепловые сети"и Пособие к МСН 4.02-02-2004 «Тепловые сети».

Соединение элементов теплосети должно производиться при помощи сварки, применение фланцевых соединений может быть допущено только для присоединения трубопроводов к арматуре.

Проектом предусмотрена антикоррозийная защита трубопроводов. По грунтовке ГФ-031 наносится краска БТ-177 в 2 слоя. Тепловая изоляция запроектирована матами из стеклянного волокна "URSA", толщ. 60 мм, купл=1,5. Покровный слой – оцинкованной лист, толщиной 0,5 мм.

Спуск воды из трубопроводов в низших точках водяных тепловых сетей предусматривается отдельно из каждой трубы с разрывом струи в дренажный емкость, который включен в разделе НБК. Площадка дренажной емкости разрабатывается в разделе АС.

12.4 Гидравлические испытания

После монтажа теплосети трубопроводы должны пройти гидравлическое испытание на прочность и герметичность производить в соответствии со СП РК 4.02-104-2013 "Тепловые сети" испытание трубопроводов на 1,5 от максимального рабочего давления, но не менее 1 МПа, применение полностью укрытой стальной запорной арматуры и т.п.

Испытания трубопроводов следует выполнять с соблюдением следующих основных требований:

- Испытательное давление должно быть обеспечено в верхней точке (отметке) трубопроводов;
- Температура воды при испытаниях должна быть не ниже 5 °С;
- При отрицательной температуре наружного воздуха трубопровод необходимо заполнить водой температурой не выше 70 °С и обеспечить возможность заполнения и опорожнения его в течение 1 ч;
- При постепенном заполнении водой из трубопроводов должен быть полностью удален воздух;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист	
										307
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись		Дата	

- Испытательное давление должно быть выдержано в течение 10 мин и затем снижено до рабочего;
- При рабочем давлении должен быть произведен осмотр трубопровода по всей его длине.

Результаты гидравлических испытаний на прочность и герметичность трубопровода считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления, не обнаружены признаки разрыва, течи или запотевания в сварных швах, а также течи в основном металле, фланцевых соединениях, арматуре, компенсаторах и других элементах трубопроводов, отсутствуют признаки сдвига или деформации трубопроводов и неподвижных опор.

При проведении испытаний трубопроводов тепловых сетей следует соблюдать действующие строительные нормы и правила на прокладку тепловых сетей.

Должны быть проведены следующие испытания:

- - проверка чистоты трубопроводной системы;
- - гидравлические испытания на прочность и плотность стальных труб;

До, вовремя и по окончании монтажа следует удостовериться, что внутренняя поверхность труб и комплектующих сухая, чистая и свободна от инородных тел. После окончания монтажа труб следует провести промывку системы водой в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на строительство тепловых сетей. Если трубопроводы немедленно не вводятся в эксплуатацию, то систему в целом рекомендуется законсервировать.

Теплоизолированные трубопроводы должны подвергаться предварительному и окончательному испытанию на прочность и герметичность. Предварительные испытания следует выполнять, как правило, гидравлическим способом. Для гидравлического испытания применяется вода с температурой не ниже +5 °С и не выше +40 °С. Температура наружного воздуха при этом должна быть положительной. Каждый испытательный участок герметически заваривается с двух сторон заглушками. Использование для этих целей запорной арматуры не допускается.

Окончательные испытания проводятся после завершения строительно-монтажных работ и установки запорной арматуры, пусковых, сильфонных и других компенсаторов, кранов для воздушников, задвижек для спускников и другого оборудования и приборов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист
										308
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

12.5 Контроль качества

Контроль качества производить в соответствии со СП РК 4.02-104-2013 "Тепловые сети" сварочных работ и сварных соединений трубопроводов 100%-ный контроль сварных швов, следует выполнять путем:

- Проверки исправности сварочного оборудования и измерительных приборов, качества применяемых материалов;
- Операционного контроля в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- Внешнего осмотра сварных соединений и измерений размеров швов;
- Проверки сплошности стыков неразрушающими методами контроля - радиографическим (рентгеновскими или гамма-лучами) или ультразвуковой дефектоскопией в соответствии с требованиями правил РК, ГОСТ 7512-82, ГОСТ 14782-76 и других стандартов, утвержденных в установленном порядке;
- Механических испытаний и металлографических исследований контрольных сварных соединений трубопроводов, на которые распространяются требования правил РК, в соответствии с этими правилами;
- Испытаний на прочность и герметичность.

Все сварные стыки подлежат внешнему осмотру и измерению.

Стыки трубопроводов, сваренные без подкладного кольца с подваркой корня шва, подвергаются внешнему осмотру и измерению размеров шва снаружи и внутри трубы, в остальных случаях - только снаружи. Перед осмотром сварной шов и прилегающие к нему поверхности труб должны быть очищены от шлака, брызг расплавленного металла, окалины и других загрязнений на ширину не менее 20 мм (по обе стороны шва).

Результаты внешнего осмотра и измерения размеров сварных соединений считаются удовлетворительными, если:

- Отсутствуют трещины любых размеров и направлений в шве и прилегающей зоне, а также подрезы, наплывы, прожоги, незаваренные кратеры и свищи;
- Размеры и количество объемных включений и западаний между валиками не должны превышать значений;
- Размеры непровара, вогнутости и превышение проплава в корне шва стыковых соединений, выполненных без остающегося подкладного кольца (при возможности осмотра стыка изнутри трубы), не превышают значений.

Стыки, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, подлежат исправлению или удалению.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист
							309
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Проверка качества сварных соединений производится в соответствии с инструкциями производителя. Проверку на плотность сварных стыков не рекомендуется проводить по участкам.

12.6 Охрана окружающей среды

Охраны окружающей среды разработаны согласно СН РК 4.02-04-2013 «Тепловые сети».

При строительстве новых, расширении и реконструкции действующих тепловых сетей, меры по охране окружающей среды следует принимать в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан, СН РК 1.03-00-2011 и настоящего раздела.

Не разрешается без согласования с соответствующей службой: производить земляные работы на расстоянии менее 2,0 м до стволов деревьев и менее 1,0 м до кустарника; перемещение грузов на расстоянии менее 0,5 м до крон или стволов деревьев; складирование труб и других материалов на расстоянии менее 2,0 м до стволов деревьев без устройства вокруг них временных ограждающих (защитных) конструкций.

Промывку трубопроводов гидравлическим способом следует выполнять с повторным использованием воды. Опорожнение трубопроводов после промывки и дезинфекции следует производить в места, указанные в проекте производства работ и согласованные с соответствующими службами.

Территория строительной площадки после окончания строительно-монтажных работ должна быть очищена от мусора.

Отходы теплоизоляции из пенополиуретана и полиэтилена следует собрать для последующего их вывоза и захоронения в местах, согласованных с уполномоченным органом по государственному санитарно-эпидемиологическому контролю и надзору, в соответствии с порядком накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ТС	Лист	
											310
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

13. ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					АС	311	10
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

13.1 Исходные данные

Данный документ пояснительной записки к ТЭО описывает систему сбора скважинной продукции, включая её технологические, строительные и эксплуатационные характеристики.

Целью проекта является создание эффективной и безопасной системы для сбора и транспортировки продукции скважин на газосборном пункте, отвечающей требованиям промышленной и экологической безопасности.

Месторасположение, климатические условия, общие сведения об объекте отражены в общей и технологической частях проекта.

Все технологические решения по водоснабжению и водоотведению приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

13.2 Операторная

13.2.1 Системы водоснабжения и канализации.

В здании операторной предусматриваются система внутреннего водопровода и канализации, включающие:

- Хозяйственный водопровод;
- Горячее водоснабжение;
- Бытовая канализация;

Система хозяйственного водопровода предназначена для обеспечения водой санитарных приборов в санузлах, и душевых комнат.

Операторная оборудуется холодной и горячей водой. Холодный водопровод снабжается от установленной емкостей, объемом 3 м3 по 2 единиц, при пиковое водопотребления.

Качество воды, используемой для технологических и хозяйственно питьевых целей, отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232 - 2003 «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества», СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода.

Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества».

Система горячего водоснабжения обеспечивается от электрического водонагревателя.

Системы холодного водопровода предусматриваются из полипропиленовых труб по ГОСТу 18599-2001, горячей воды из металлопластиковых труб.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ВК	Лист
							312
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Системы бытовой канализации предназначается для сбора бытовых стоков от санитарных приборов и отводится в наружную сеть бытовой канализации.

Канализация проектируется из полиэтиленовых труб.

Подключение санитарных приборов к внутренним сетям канализации производить с разрывом струи 20 мм от сливной воронки. После монтажа напорные трубопроводы подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и герметичность. Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-89, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец. Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации через канализационный колодец. Монтаж и испытания трубопроводов выполнить согласно СНиП 3.05.01-85.

Произвести промывку, продувку воздухом и дезинфекцию трубопроводов сети хозяйственно-питьевого водопровода.

Расчетный расход воды произведены согласно СП РК 4.01-101-2012 предоставлены в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1. - Сводная таблица водопотребления и водоотведения.

Наименование потребителей	Водопотребление				Водоотведение					Примечание
	Расход питьевой воды		Расход хозяйственной бытовой воды		Характеристика сточных вод	Возврат в технологический процесс м3/сут.	Безвозвратные потери м3/сут	Сброс в канализацию		
	м3/сут	м3/год	м3/сут	м3/год				Бытовое м3/год	Производственное м3/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Хозяйственно-питьевое водоснабжение	0,016	5,84	4,0	1460,0	бытовая	-	5,84	1460,0	-	На бытовые стоки вахтового городка
Итого:	0,016	5,84	4,0	1460,0		-	5,84	1460,0	-	

13.3 Общежитие на 100 мест

13.3.1 Водоснабжение внутреннее

По проекту два одинаковых общежития, размером 63100x43400x3000. Здание капитальное, П-образного исполнения. В общежитии имеются система водоснабжение и канализация. Так как оба общежития имеет одну форму и размера, составление чертежей и других данных предоставляется на один.

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Система водоснабжения в общежитие на 100 мест, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- горячее водоснабжение Т3,
- циркуляционное водоснабжение Т4,
- противопожарный водопровод В2,

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Внутренние сети систем В1, Т3, К1 запроектированы из полиэтиленовых труб. Внутренние противопожарные сети систем В2 запроектированы из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91.

Внутреннее пожаротушения производится с помощью четырех пожарных кранов, которые вмонтированы внутри навесных шкафов с дверцами со стеклами ШПК-ПУЛЬС-315 и переносными огнетушителями ОП-10.

Насосная станция пожаротушения с панелью оператора ТР04Р с расходом 9,0 м3/ч и напором 20,4м.в.ст - марки ЭнКо (Республика Казахстан), ЕнКо 2ОР-159 СВ12-30.

13.3.2 Канализация внутренняя

В общежитие на 100 мест, запроектирована система хозяйственно-бытовой канализации К1. Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

13.4 Медпункт

По проекту медпункт, размером 12000х11000х3000. Здание блочно-модульное, вмонтирован на плите, разработанной в разделе, АС. В медпункте имеются система водоснабжение и канализация. И вся система поставлются с завода изготовителя, в целом в комплекте вместе со зданием, согласно опросного листа.

13.5 Пождепо на 2 автомашин

13.5.1 Водоснабжение внутреннее

По проекту пождепо на 2 автомашин, имеются система водоснабжение и канализация. Система водоснабжения в пождепо на 2 автомашин, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- противопожарный водопровод В2,

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ВК	Лист
							314
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- горячее водоснабжение Т3,
- циркуляционное водоснабжение Т4,

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Внутренние сети систем В1, Т3, К1 запроектированы из полиэтиленовых труб. Внутренние противопожарные сети систем В2 запроектированы из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91.

Внутреннее пожаротушения производится с помощью четырех пожарных кранов.

13.5.2 Канализация внутренняя

В пождепо на 2 автомашин, запроектирована система хозяйственно-бытовой канализации К1. Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

13.6 Производственное здание

13.6.1 Водоснабжение внутреннее

По проекту производственного здания, система водоснабжения, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- противопожарный водопровод В2,
- горячее водоснабжение Т3,
- циркуляционное водоснабжение Т4,

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Внутренние сети систем В1, Т3, К1 запроектированы из полиэтиленовых труб. Внутренние противопожарные сети систем В2 запроектированы из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91. Для питьевой воды на повышения давления установлен насос Насос Wilo HMC 604 EM, 1,0кВт/6,0м3/ч.

Внутреннее пожаротушения производится с помощью двух пожарных кранов, трубопроводы ПТ стальные.

Насосная станция пожаротушения с расходом 9,0 м3/ч и напором 24 м.в.ст - марки ЭнКо (Республика Казахстан), EnKo 20 R-44.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ВК	Лист
							315
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

13.6.2 Канализация внутренняя

Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации через канализационный колодец.

13.7 Столовая на 100 мест

13.7.1 Водоснабжение внутреннее

В проекте столовой на 100 мест, система водоснабжения, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- противопожарный водопровод В2,
- горячее водоснабжение Т3,
- циркуляционное водоснабжение Т4.

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Внутренние сети систем В1, Т3, К1 запроектированы из полиэтиленовых труб. Внутренние противопожарные сети систем В2 запроектированы из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91. Для повышения давления в системе холодного водоснабжения проектом предусмотрен насосная установка повышения давления фирмы EnKo марки 2ДВ 457 МНІ 1602 с расходом 12,9 м3/ч и напором 15 м.в.ст.

Для подачи холодной воды в помещении горячего цеха, для приготовления пищи проектом предусмотрен узел фильтрации, фильтрационная установка водоподготовки от фирмы "Гейзер"

Проектом предусмотрен горячее водоснабжение ТЗ от двух бойлеров BSV-1500 в комплекте с ТЭНом мощность 12 кВт каждой, температура горячей воды составляет 60°C, для циркулирование горячей воды предусмотрен циркуляционный насосы Yonos MAXO-Z 30/0,5-12 производительностью Q=5,05м³/ч, H=10,2м, P=0,31кВт.

Внутреннее пожаротушения производится путем с тремя пожарными кранами, которые вмонтированы внутри навесных шкафов с дверцами со стеклами ШПК-320НЗ и двумя переносными огнетушителями ОП-5.

Насосная станция пожаротушения с панелью оператора 2ДВ 393 Helix V 1602, с расходом 9,0 м3/ч и напором 20 м.в.ст - марки ЭнКо (Республика Казахстан).

13.7.2 Канализация внутренняя

В проекте столовой на 100 мест, запроектированы:

Инв. № подл.	Подпись и дата	12 производительностью $Q=5,05\text{м}^3/\text{ч}$, $H=10,2\text{м}$, $P=0,31\text{кВт}$.				
		Внутреннее пожаротушения производится путем с тремя пожарными кранами, которые вмонтированы внутри навесных шкафов с дверцами со стеклами ШПК-320НЗ и двумя переносными огнетушителями ОП-5.				
Инв. № подл.	Подпись и дата	Насосная станция пожаротушения с панелью оператора 2ДВ 393 Helix V 1602, с расходом 9,0 м3/ч и напором 20 м.в.ст - марки ЭнКо (Республика Казахстан).				
		13.7.2 Канализация внутренняя				
Инв. № подл.	Подпись и дата	В проекте столовой на 100 мест, запроектированы:				
		0208-1006276/2024/1/80-01-01-ВК				
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
						316

- бытовая канализация,
- производственная канализация.

Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации через канализационный колодец.

13.8 Административные здания №1

13.8.1 Водоснабжение внутреннее

В проекте административные здания №1, система водоснабжения, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- противопожарный водопровод В2,
- горячее водоснабжение Т3,
- циркуляционное водоснабжение Т4.

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Внутренние сети систем В1, Т3, К1 запроектированы из полиэтиленовых труб. Внутренние противопожарные сети систем В2 запроектированы из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91. Для повышения давления в системе холодного водоснабжения проектом предусмотрен насосная установка повышения давления фирмы "Speroni" модель CM 45HL, с расходом 5 м3/ч и напором 55 м.

Проектом предусмотрен горячее водоснабжение Т3 от двух напольных электрических водонагревателей 6кВт объем 500л.

Внутреннее пожаротушения производится путем с четвертя пожарными кранами, которые вмонтированы, на двух этажах.

Насосная станция пожаротушения 2ДВ 393 Helix V 1602, ЭНКО Q=9.0 м3/ч, H=20м в.ст. В комплекте со шкафом управления, арматурой, коллекторами, P2=2x1.5 кВт

13.8.2 Канализация внутренняя

В административные здания №1, предусматриваются бытовая канализация. Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ВК	Лист
							317
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

В административные здания №1, предусматриваются бытовая канализация. Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

13.9 Административные здания №2

13.9.1 Водоснабжение внутреннее

В проекте административные здания №2, система водоснабжения, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- горячее водоснабжение ТЗ.

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Внутренние сети систем В1, ТЗ, К1 запроектированы из полиэтиленовых труб. Внутренние противопожарные сети систем В2 запроектированы из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91.

13.9.2 Канализация внутренняя

В административные здания №2, предусматриваются бытовая канализация. Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

13.10 Хим.лаборатория

13.10.1 Водоснабжение внутреннее

В проекте химлаборатории, система водоснабжения, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- горячее водоснабжение ТЗ.

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Водопровод горячей воды обеспечивается с помощью электрического водонагревателя объемом 80 л, установленный в здании химлаборатории.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ВК	Лист
							318
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

13.10.2 Канализация внутренняя

В химлаборатории, запроектированы:

- бытовая канализация,
- производственная канализация.

Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

13.11 Котельная блочно-модульная

13.11.1 Водоснабжение внутреннее

В проекте химлаборатории, система водоснабжения, запроектированы:

- хозяйственно-питьевой водопровод В1,
- горячее водоснабжение ТЗ.

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Водопровод горячей воды обеспечивается с помощью электрического водонагревателя объемом 80 л, установленный в здании химлаборатории.

13.11.2 Канализация внутренняя

В химлаборатории, запроектированы:

- бытовая канализация,
- производственная канализация.

Сеть бытовой канализации прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-2014, с соединением труб с помощью раструбных соединений с использованием уплотнительных колец.

Сточные воды от санитарно-технических приборов отводятся в наружные сети бытовой канализации.

13.12 Насосная станция пожаротушения

13.12.1 Внутреннее водоснабжение и канализация

В проекте насосная станция пожаротушения (НСПТ), система водоснабжения, запроектированы для системы пожаротушения.

Ввод системы В1 принят из полиэтиленовых труб 63 "питьевая" по ГОСТ 18599-2001.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ВК	Лист
							319
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Здание НСПТ поставляется блочно-модульное, в комплекте всеми внутренними инженерными сетями.

Система канализации отсутствует, так как дренажные воды собираются в один приямок, размером 500х500х500.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ВК	Лист	
											320
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

14. ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							
Инв. № подл.	Разработал Проверил ГИП Н.контр.	Жумаханов Каримова Фавицкая Рахимбергенов	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОВуК			
						Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
							ТЭО	321	9
							 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		

14.1 Исходные данные

Основанием для разработки раздела «ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА» являются:

- Задание на разработку проектной документации.
- Принятые технологические решения.

Общие сведения об объекте и принятые в проекте решения отражены в общей и технологической частях проекта.

Все технические решения по разделу должны быть приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

Табл. 9.1. Перечень зданий имеющие ов и кв

№	Наименования здания	Размер, м	Отопление	Вентиляция	КВ
	Общежитие на 100 мест №1	63,1х43,4 (П-прямоугольное)	+	+	+
	Столовая на 100 мест	42х36х6	+	+	+
	Котельная блочно-модульная	7,2х9,0х3,0	+	+	
	Мед. пункт	12х11х3	+	+	+
	Производственное здание	44х16х3,5	+	+	
	Столовая на 100 мест	42х36х6	+	+	+
	Административные здания №1 (сотрудники)	46х15х6	+	+	+
	Административные здания №2 (сотрудники)	37х14,7х6	+	+	+
	Хим.лаборатория	12х11х3	+	+	+
	Котельная блочно-модульная	14х14х4	+	+	
	Насосная станция пожаротушения	15 х 6,6 х 3,4	+	+	

14.1 Общежитие на 100 мест

По проекту два одинаковых общежития, размером 63100х43400х3000. Здание капитальное, П -образного исполнения. В общежитии имеются система отпления и кондиционирование воздуха. Так как оба общежития имеет одну форму и размера, составление чертежей и других данных предоставляется на один.

14.1.1 Отопление

Система отопления в общежитие на 100 мест, водяная, двухтрубная тупиковая, с горизонтальной разводкой и с тремя контурами систем отопления. Трубопроводы из полипропиленовых труб, к алюминимевым радиаторам подключаются с нижней части. Каждый отопительный прибор снабжен с отключающими арматурами при помощи радиаторных клапанов VT.00...N.04, фирмы Valtec и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на общежития 96930 КВт.

14.1.2 Вентиляция

Система отопления в общежитие на 100 мест, Вентиляция помещений общежитии запроектирована общеобменная, механическая, пропиточно-вытяжная. Приточная вентиляция

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.

предусмотрены П1- VR21-010825-02, теннисных и тренажерных помещений. Приточная установка П1 с расходом воздуха 750 м3/час, круглое канальное оборудование KL315. Расчет воздухообмена теннисного и тренажерных помещений выполнен по тепловыделениям от людей, занимающиеся в залах.

По вентиляции общежитии приняты:

- Приточная вентиляция,
- Вытяжная вентиляция,
- Естественная вентиляция.

Воздуховоды системы вентиляции выполнить из оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80*, проложены под потолком.

14.1.3 Кондиционирование воздуха

В здании общежитии, в помещениях запроектирована система кондиционирования воздуха для обеспечения внутренней температуры +18°С - +24°С. В проекте предусмотрены настенные кондиционеры.

Для обеспечения нормальных климатических условий для персонала в летний период в комнатах устанавливается сплит-система «зима-лето». Установлены сплит-системы серии STANDART Almacom.

14.2 Медпункт

По проекту медпункт, размером 12000x11000x3000. Здание блочно-модульное, вмонтирован на плите, разработанной в разделе, АС. В медпункте имеются система отопления, вентиляции и кондиционирование воздуха. Система отопления электрическая, и вся система поставлются с завода изготовителя, в целом в комплекте вместе со зданием, согласно опросного листа.

14.3 Производственное здание

14.3.1 Отопление

По проекту производственного здания, размером 44000x16000x3500, здание капитальное из ракушеблока на утеплителе минплитами, толщиной 100 мм, с металлическим сайдингом.

В производственной здании имеются система отпления, вентиляция и кондиционирование воздуха. Система отопления водяная, двухтрубная, с горизонтальной разводкой. Трубопроводы из полипропиленовых труб, армированные алюминием.

Отопительные приборы, алюминиевые радиаторы типа Calidor Super B4, высотой 500 мм, толщиной 100 мм с боковым подключением, фирмы Fondital. Каждый отопительный

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОВуК	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		323

прибор снабжен с клапаном терморегуляторов для регулирования теплоотдачи отопительных приборов, клапаны запорные радиаторные для отключения отопительного прибора или технического обслуживания без опорожнения всей системы отопления и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на пожедепо 54,9 КВт.

14.3.2 Вентиляция и кондиционирование воздуха

В помещениях пожарного депо предусматривается вытяжная вентиляция с естественным, искусственным побуждением и кондиционирование воздуха.

Вытяжная механическая вентиляция предусматривается из санузлов и сушильного помещения, с помощью вытяжного вентилятора, установленного на стене.

Вытяжка принимается трехкратный воздухообмен, предусматривается естественный приток через окна.

Для защиты от проникновения холодного воздуха в зимнее время через открытые двери при входе или выхода людей, предусмотрены воздушно-тепловые завесы АС-12J (9,3кВт).

Воздуховоды систем вентиляции выполнить из стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 14918-80 толщиной по СП РК 4.02-101-2012. Воздуховоды предусмотрены класса Н.

Для создания комфортных условий и обеспечения нормируемой температуры воздуха в помещениях постоянного пребывания людей предусматривается кондиционирование воздуха с помощью сплит-систем. Установлены сплит-системы серии АСН Almacom.

14.4 Столовая на 100 мест

14.4.1 Отопление

По проекту столовая на 100 мест, размером 30000х35000х4500, здание капитальное из ракушечного блока на утеплителе ПЖ-140(НГ)-1000.600.80, толщиной 100 мм, облицованы кирпичами.

В столовая на 100 мест имеются система отопления, вентиляция и кондиционирование воздуха. Система отопления водяная, двухтрубная, с горизонтальной разводкой. Трубопроводы из полипропиленовых труб, армированные алюминием. Отопительные приборы, алюминиевые радиаторы Calidor Super B4, высотой 500 мм, толщиной 100 мм с боковым подключением, фирмы Fondital. Каждый отопительный прибор снабжен с клапаном терморегуляторов для регулирования теплоотдачи отопительных приборов, клапаны запорные радиаторные для отключения отопительного прибора или технического обслуживания без опорожнения всей системы отопления и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на поезде 334,6 кВт.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Трубопроводы из полипропиленовых труб, армированные алюминием. Отопительные приборы, алюминиевые радиаторы Calidor Super B4, высотой 500 мм, толщиной 100 мм с боковым подключением, фирмы Fondital. Каждый отопительный прибор снабжен с клапаном терморегуляторов для регулирования теплоотдачи отопительных приборов, клапаны запорные радиаторные для отключения отопительного прибора или технического обслуживания без опорожнения всей системы отопления и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на пождепо 334,6 КВт.						
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ОВuK	Лист
								324
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

14.4.2 Вентиляция

Вентиляция в помещениях здания столовой предусматривается сложная, общеобменная приточно - вытяжная и система местных отсосов с естественным и механическим побуждением в соответствии с требованиями санитарных норм.

Кратность воздухообмена принята согласно приложению 1 СанПиН РК «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» №234 от 19 марта 2015г. Воздухообмен горячего цеха и моечных рассчитан по тепло- и влаговыведениям.

Вентиляция столовой:

- Приточных – 4 систем,
- Вытяжных -20 систем.

Для предотвращения проникновения воздуха через наружной дверь у главного входа столовой предусмотрен воздушный завес АС-15J (11,8кВт), согласно п. 5.5.2.13 СН РК 3.02-21-2011 «Объекты общественного питания».

Воздуховоды систем вентиляции выполнены из оцинкованной тонкой листовой стали по ГОСТ 14918-80. Воздуховоды проложены в пределах подвесного потолка.

Вытяжные каналы выведены выше кровли не менее 0.5м.

Приточные воздуховоды в пределах подвесного потолка и вытяжные воздуховоды на чердаке, покрываются тепловой изоляцией «URSA», толщиной б=25мм

Для предотвращения передачи шума и вибрации предусматривается: присоединение воздуховодов к вентиляторам с помощью гибких вставок, устройство шумоглушителей на трассе воздуховодов, применение вентиляторов с пониженными шумовыми характеристиками.

14.4.3 Кондиционирование воздуха

Для обеспечения нормальных климатических условий для персонала в летний период в помещениях устанавливаются сплит-система «зима-лето», [напольный кондиционер АСР-48АЕ](#), настенный кондиционер АСН- Almacom.

Для создания комфортных условий и обеспечения нормируемой температуры воздуха в помещениях постоянного пребывания людей предусматривается, установлены сплит-системы серии ACH Almacom.

Для защиты от проникновения холодного воздуха в зимнее время через открытые двери при входе или выхода людей, предусмотрены воздушно-тепловые завесы АС-J Almacom.

14.5 Административные здания №1

14.5.1 Отопление

По проекту административные здания №1, размером 46000x15000x6000, здание 2-х этажное, капитальное из ракушеблока на утеплителе ПЖ-140(НГ)-1000.600.80, толщиной 100 мм, облицованы кирпичами.

В административные здания №1, имеются система отпления, вентиляция и кондиционирование воздуха. Система отопления водяная, двухтрубная, с горизонтальной разводкой.

Трубопроводы из полипропиленовых труб, армированные алюминием, частично стальные водогазопроводные (обыкновенные), по ГОСТ 3262-75.

Отопительные приборы, алюминиевые радиаторы Calidor Super B4, высотой 500 мм, толщиной 100 мм с боковым подключением, фирмы Fondital. Каждый отопительный прибор снабжен с клапаном терморегуляторов для регулирования теплоотдачи отопительных приборов, клапаны запорные радиаторные для отключения отопительного прибора или технического обслуживания без опорожнения всей системы отопления и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на пождепо 68,1КВт.

14.5.2 Вентиляция и кондиционирование воздуха

В административные здания №1, предусматриваются вытяжная вентиляция с естественным, искусственным побуждением и кондиционирование воздуха.

Вытяжная механическая вентиляция предусматривается из санузлов, с помощью вытяжного вентилятора, установленного на стене, и принимается трехкратный воздухообмен. Естественный приток через окна.

Воздуховоды систем вентиляции выполнить из стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 14918-80 толщиной по СП РК 4.02-101-2012. Воздуховоды предусмотрены класса Н.

Для создания комфортных условий и обеспечения нормируемой температуры воздуха в помещениях постоянного пребывания людей предусматривается кондиционирование воздуха с помощью сплит-систем. Установлены сплит-системы серии ACH Almacom.

14.6 Административные здания №2

14.6.1 Отопление

По проекту административные здания №2, размером 37000x15000x6800, здание 2-х этажное, капитальное из ракушеблока на утеплителе минплитой, толщиной 100 мм, облицованы кирпичами, толщиной 120 мм.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОВуК	Лист
							326
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

В административные здания №2, имеются система отпления, вентиляция и кондиционирование воздуха. Система отопления водяная, двухтрубная, с горизонтальной разводкой. Трубопроводы полипропиленовые со стекловолокном. Отопительные приборы, алюминиевые радиаторы Calidor Super 500/100, высотой 500 мм, толщиной 100 мм с боковым подключением, фирмы Fondital. На подводках к отопительным приборам устанавливаются клапаны терморегуляторов для регулирования теплоотдачи отопительных приборов и клапаны запорные радиаторные для отключения отопительного прибора или технического обслуживания без опорожнения всей системы отопления и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на пождепо 102,6 кВт.

14.6.2 Вентиляция и кондиционирование воздуха

В административные здания №2, предусматриваются вытяжная вентиляция с естественным, искусственным побуждением и кондиционирование воздуха.

Вытяжная вентиляция предусмотрены из санузлов и Вентилятор газодымоудоления (дымосос с двухзонной обвязкой) из серверной. Для удаления из помещений серверной дыма и паров огнетушащего вещества, после окончания работы установки газового пожаротушения использовать общеобменную вытяжную вентиляцию помещении, проектом предусмотрено использование передвижной вентиляционной установки (дымососа).

14.7 ХИМ. ЛАБОРАТОРИЯ

14.7.1 Отопление

По проекту здания химлаборатории, размером 11000х12000х2800, блочно-модульное на утеплителе минплитой, толщиной 100 мм.

В химлаборатории, имеются система отпления, вентиляция и кондиционирование воздуха. Система отопления двухтрубная горизонтальной разводкой. Трубопроводы системы отопления полипропиленовые трубы армированные алюминием PN25. Отопительные приборы, алюминиевые радиаторы Calidor Super 500/100, высотой 500 мм, толщиной 100 мм с боковым подключением, фирмы Fondital. На подводках к отопительным приборам устанавливаются клапаны терморегуляторов для регулирования теплоотдачи отопительных приборов и клапаны запорные радиаторные для отключения отопительного прибора или технического обслуживания без опорожнения всей системы отопления и краном «Моевского». Источник тепла котельная. Требуемый расход тела на пождепо 39,31 кВт.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОВуК	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		327

14.7.2 Вентиляция

Вентиляция в химлаборатории предусматривается сложная, общеобменная приточно - вытяжная и система местных отсосов с естественным и механическим побуждением в соответствии с требованиями санитарных норм.

Кратность воздухообмена принята согласно нормативными документами.

Воздуховоды систем вентиляции выполнены из оцинкованной тонкой листовой стали по ГОСТ 14918-80.

Воздуховоды проложить в пределах подвесного потолка.

Приточные воздуховоды в пределах подвесного потолка и вытяжные воздуховоды на чердаке, покрываются тепловой изоляцией «URSA», толщиной б=25мм

14.7.3 Кондиционирование воздуха

Для обеспечения нормальных климатических условий для персонала в летний период в помещениях устанавливаются сплит-система «зима-лето».

Для создания комфортных условий и обеспечения нормируемой температуры воздуха в помещениях постоянного пребывания людей предусматривается, установлены сплит-системы серии ACH Almacom.

14.8 Котельная блочно-модульная

14.9 Отопление

По проекту здания котельной, размером 14000х14000х2800, блочно-модульное на утеплителе минплитой, толщиной 100 мм.

В здании котельной источником теплоснабжения служит котельная установка, тепловыделение от установок котельной значительно превышает тепловые потери через наружно ограждающие конструкции. Котельная установка не имеет наружной изоляции, в связи с тем поступление тепла может обеспечить нормируемую температуру внутреннего воздуха согласно нормативному микроклимату внутреннего воздуха.

14.9.1 Вентиляция

Вентиляция в помещениях здании котельной предусматривается общеобменная приточно - вытяжная с механическим и естественным побуждением в соответствии с требованиями санитарных норм.

Вентиляция операторной предусмотрена естественная через окна, и фрамуги.

Для удаления избыточного тепла предусмотрен механическая вентиляция на вытяжной системе, принудительной вытяжным вентиляцией служит осевой вентилятор фирмы Dospel

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОВуК	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		328

Вентиляционные оборудования поставляются комплектно в блочно-модульной котельной.

14.10 Насосная станция пожаротушения

14.10.1 Отопление и вентиляция

По проекту здания насосной станции пожаротушения (далее НСПТ), размером 15000х6600х2800, блочно-модульное на утеплителе минплитой, толщиной 100 мм.

В НСПТ, имеются система отпления и вентиляция. Система отопления элетрическое. Отопительные приборы ЭВУБ(Э)-2,0, с производительностью 2000 Вт. Требуемый расход тела на пождепо 9,41 КВт.

Вентиляция в помещениях насосной станции предусматривается общеобменная приточно - вытяжная с механическим и естественным побуждением через ворота и окон, в соответствии с требованиями санитарных норм.

Для удаления вытяжного воздуха предусмотрен механической вентиляцией на вытяжной системе, принудительной вытяжным вентиляцией служит осевой вентилятор фирмы WOK200.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ОВуК	Лист	
											329
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

15. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И
ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА

Инв. № подл.	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ		
	Проверил	Каримова						
	ГИП	Фавицкая						
	Н.контр.	Рахимбергенов						
Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва						Стадия	Лист	Листов
						ТЭО	330	23
						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		

15.1 Общие положения

В разделах Электроснабжение и электрооборудование технико-экономического обоснования (далее по тексту – ТЭО) «Система сбора и транспортировка газа м/р Западная Прорва» все технические решения приняты и разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

- ПУЭ РК- 2022 «Правила Устройства Электроустановок»;
- СН РК 1.02-04-2022 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»
- СП РК 4.04-109-2013 «Правила проектирования силового и осветительного оборудования промышленных предприятий»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройства молниезащиты зданий и сооружений»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства»;
- СП РК 4.04-108-2014 Проектирование электроснабжения промышленных предприятий.
- Правила пользования электрической энергией (№325 от 22.10.2021 г.);
- Правил установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон № 330 от 30.10.2017г.
- Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности № 355 от 30.12.2014г
- А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35кВ в траншеях».
- СП РК 4.04-117-2022 «Проектирование воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищенными проводами (ВЛЗ)»

Во время разработки рабочей документации все указанные в данном разделе документы будут приняты как руководящие.

При установке электрооборудования его исполнение будет соответствовать классификации зон и категорий пожароопасности каждого здания и сооружения, установленного в соответствии с нормативными документами Республики Казахстан.

Район строительства характеризуется указанными ниже природно-климатическими показателями, учитываемыми при проектировании электротехнического раздела:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист	
											331
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на всех площадках выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Технические характеристики этого оборудования определяются его назначением, условиями безопасности в эксплуатации, надежностью в работе, удобством в обслуживании, доступностью запасных частей, необходимым резервом, экономической целесообразностью, опытом применения на аналогичных объектах.

По степени обеспечения надежности электроснабжения, электроприемники относятся к потребителям II и III-ей категории по классификации ПУЭ Республики Казахстан и ВНТП-3-85.

Основные технические показатели приведены в таблице №1.
Таблица №1.

№	Наименование	Кол.	Напр. сети В	Руст, кВт	Ррасч, кВт	cosφ	Ток, А
	Проектируемые газовые скважины						
	III-я категория надежности электроснабжения						
1	Шкаф ЩР (Автоматика) ПКУ	16	0,4	6,0	6,0	0,93	9,8
2	Блоки реагентов БР	16	0,4	8,5	8,5	0,85	15,2
3	Обогрев Термостат	16	0,4	0,5	0,5	0,98	2,3
4	Электропривод	16	0,4	1,0	-	0,6	2,5
5	Защита от высокого давления	16	0,4	2,0	-	0,85	5,4
6	Прожекторная мачта	16	0,4	0,5	0,5	0,98	2,3
7	Итого:			18,5	15,5		
	Итого общее 16шт:			296,0	248,0		
	Проектируемые площадки КЗОУ						
	III-я категория надежности электроснабжения						
1	Шкаф ЩР (Автоматика) ПКУ	1	0,4	5,0	5,0	0,93	8,2
2	Дренажный полупогружной насос Р-0505	1	0,4	18,5	18,5	0,85	33,06
3	Электропривод	1	0,4	1,0	-	0,6	2,5
4	Обогрев Термостат	1	0,4	0,5	0,5	0,98	2,3
5	Прожекторная мачта	1	0,4	0,6	0,6	0,98	2,9
6	Итого:			25,6	24,6		
Примечание: Эл. нагрузки объекта КПОУ учтены в разделе: 0208-1006276/2024/1//80-01-02-02-ЭС Книга 2. Установка подготовки газа							
	Проектируемые площадки ГСП N1 и ГСП N2						

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

II-я категория надежности электроснабжения							
1	Операторная +АРМ	2	0,4	20	20	0,93	32,6
2	Дренажный полупогружной насос Р-0505	2	0,4	18,5	-	0,85	33,06
3	Обогрев трехфазного сепаратора (ТФС)	2	0,4	22,0	22,0	0,93	35,9
4	Блоки реагентов БР	2	0,4	8,5	8,5	0,85	15,2
5	Электропривод	2	0,4	3,0	-	0,6	7,5
6	КПП охрана	2	0,4	5,0	5,0	0,93	8,2
7	Прожекторная мачта ПМ1; ПМ2	2	0,4	2,0	2,0	0,98	1,6
8	Прожекторная мачта ПМ3; ПМ4; ПМ5	2	0,4	2,5	2,5	0,98	1,6
Итого:				81	59,5		
Итого общее 2шт:				162,0	119,0		
Проектируемая площадка Компрессорной станции							
II-я категория надежности электроснабжения							
1	Компрессорная установка-1	1	0,4	108,022	103,522	0,82	192
2	Компрессорная установка-2	1	0,4	108,022	103,522	0,82	192
3	Компрессорная установка-3	1	0,4	108,022	103,522	0,82	192
4	Компрессорная установка-4	1	0,4	108,022	-	0,82	192
5	Операторная машинистов	1	0,4	15	10	0,93	16,3
6	Прожекторная мачта ПМ1; ПМ2	2	0,4	4,5	4,5	0,98	7,0
7	Прожекторная мачта ПМ3; ПМ4	2	0,4	4,5	4,5	0,98	7,0
Итого:				451,1	324,6		
Итого общее по объектам составляет:				934,7	716,2		
Неучтенные потребители (10%), кВт				93,47	71,62		
Общая расчетная мощность потребителей, кВт				1029,17	787,82		

Годовое потребление электрической энергии при годовом числе использования максимума нагрузки 8000 часов:

$W_{\Sigma} = P_p \times T_{\max} = 787,82 \times 8000 = 6302560 \text{ кВт/час.}$

15.6 Основные технические решения

15.6.1 Внутриплощадочные сети электроснабжения 0,4кВ

Все электрооборудование на проектируемых объектах выбрано в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности. Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от -40°С до +45°С. Степень защиты оборудования по ГОСТ 15254-80 должна быть не ниже IP55, климатическое исполнение и категория размещения по

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ		Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			336

ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1, при установке под навесом - УХЛ2. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях, степень защиты принимается не ниже IP31. Климатическое исполнение для оборудования, устанавливаемого в закрытых помещениях, приняты УХЛ3 для неотапливаемых помещений и УХЛ4 - для отапливаемых.

Для электрооборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ принят соответствующий уровень взрывозащиты - в зависимости от класса взрывоопасной зоны и вид взрывозащиты - в зависимости от категории и группы взрывоопасной смеси, для которой оно предназначено.

Выбранное в соответствии с перечисленными критериями силовое и осветительное оборудование размещается на проектируемых объектах и в электропомещениях. Все электроприемники запроектированы на напряжении 220/380 В.

15.6.2 Проектируемые КТПН-6/0,4кВ

Для согласования уровня напряжения источника питания (6кВ) и потребителей (0,22/0,4 кВ) на проектируемых площадках объекта разделом предусмотрены комплексные трансформаторные подстанции типа КТПН соответствующей мощности потребления, напряжением 6/0,4кВ с воздушным вводом и с кабельным выводом. Защита силовых трансформаторов подстанции от перегрузок и коротких замыканий осуществляется плавкими вставками высоковольтных предохранителей в распределительном устройстве 6кВ подстанции.

Комплектность поставки трансформаторной подстанции см. опросные листы.

Мощность трансформатора КТПН выбран с учетом проектируемых нагрузок 0,4кВ. Размещение и монтаж должно производиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» и сопроводительной документации инструкции по монтажу и эксплуатации оборудования. Произвести крепление их на фундаментах с помощью болтов или приварки к закладным деталям. Разделить, закрепить и присоединить провода и силовые кабели к вводным изоляторам и отходящим АВ в соответствии с действующими инструкциями.

Электрическое питание потребителей по II-й категории надежности обеспечивается основная от проектируемых КТПН, для резервного источника питания предусмотрены дизель-генераторные установки (далее ДЭС) мощностью 100кВА и 400кВА, запроектирован в разделе ЭС настоящего ТЭО. Пуск в работу дизельного генератора - автоматический, по факту исчезновения штатного напряжения питания, переключение источников питания потребителей запроектировано с использованием схемы автоматического включения резерва (далее АВР).

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
							337
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Дизельный электрогенератор располагается в специализированном всепогодном контейнере, включая в себя с собственными нуждами в полной заводской готовности в котором предусматривается емкость с запасом дизельного топлива для работы дизельного генератора, позволяющего работать при полной электрической нагрузки 8ч.

В соответствии с требованиями «Норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», для электроприемников систем телемеханики, телефонной, радио- и радиорелейной связи, для оборудования автоматизации управления и видеонаблюдения определена I-я категория надежности электроснабжения; для остальных электроприемников площадки в ТЭО принята II-я и III категория надежности электроснабжения. Надежность электроснабжения потребителей I-й категории обеспечивается резервированием электропитания ответственных потребителей от независимых источников бесперебойного питания (далее ИБП) со встроенными аккумуляторными батареями. ИБП предусмотрено для гарантированного электроснабжения на время переключения АВР и запуска резервной дизельной электростанции. ИБП учтены в разделе АТХ.

Защита потребителей и линий электропередач на напряжении 220/380В запроектирована на автоматических выключателях и устройствах защитного отключения. Селективность срабатывания защит при перегрузках и коротких замыканиях в проектируемых сетях напряжением 220/380В обеспечивается разделением потребителей на группы, а также выбором значений уставок защитных аппаратов в соответствии с расчетным током линий электропитания.

15.6.3 Здания блочно-модульного исполнения.

Все здания блочно-модульного исполнения, укомплектованы:

- Щитом собственных нужд (ШСН) включает в себя - систему электроосвещения (рабочее, аварийное), систему отопления, вентиляции и кондиционирования.
- Пожарная сигнализация (ПС).

Блочно-модульные здания - запроектированы и укомплектованы электрооборудованием, монтируется и поставляется на площадку одним поставщиком в полной заводской готовности.

Вся аппаратура управления и защиты электроприемников поставляется комплектно и располагается вне взрывоопасных зон, если иное не прописано в ОЛ.

Блок реагентов БР: представляет собой блочно-модульное здание прямоугольной формы на плане, предусматривается в полной заводской готовности в составе: - гидравлические насосы, электроприводы, осветительная арматура, электрообогрев, вентиляция, пускозащитная аппаратура, силовая и осветительная проводка, цепи управления и

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
							338
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

аппаратура управления и все необходимое оборудование для распределения электроэнергии. см. раздел ТХ.

ПКУ (Пункт контроля и управления): представляет собой блочно-модульное здание прямоугольной формы на плане, предусматривается в полной заводской готовности в составе: осветительная арматура, электрообогрев, вентиляция, пускозащитная аппаратура, силовая и осветительная проводка, цепи управления и аппаратура управления, и все необходимое оборудование для распределения электроэнергии. См раздел АТХ.

Здания: -Операторная; КПП: представляет собой блочно-модульные здания, предусматривается в полной заводской готовности, включая в себя электроосвещение (рабочее, аварийное), вентиляцию, отопление, кондиционирование. см. раздел АС.

Компрессорная станция №1,2,3,4 (№1,2,3 рабочие 4 в резерве): представляет собой - модульное здание капитального строения прямоугольной формы на плане с пристроенным вент-камерой и система охлаждения АВО, в составе: - газовые компрессора с устройством плавного пуска и преобразователями частоты, электроприводы, насосы, осветительная арматура, вытяжные вентиляторы, система охлаждения АВО, обогрев технологических трубопроводов, пускозащитная аппаратура, силовая и осветительная проводка, цепи управления и аппаратура управления, вентиляция (приточно-вытяжная) и все необходимое оборудование для распределения электроэнергии. см. раздел ТХ.

Электрооборудование (электродвигатели, пускозащитные аппараты и аппараты управления и пр.) должно быть выбрано с учетом среды, в которой оно эксплуатируется.

15.6.4 Наружное освещение

Освещение территории объекта на площадках осуществляется взрывозащищенными светодиодными прожекторами марки GEMERA IP65 150Вт в пылевлагонепроницаемом исполнении, степень защиты IP65, установленных на высоко мачтовых опорах с мобильной короной ВМО-16. Проектом предусмотрено управление освещением как в автоматическом режиме с наступлением темноты с использованием фотореле, так и вручную, фотореле учтено в поставке КТПН. Осветительное оборудование обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования, необходимый уровень освещенности и правильную цветопередачу в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение».

Электрооборудование и материалы, применяемые для монтажа, должны быть новыми, высококачественными и иметь сертификат соответствия.

Освещение территории газовых скважин осуществляется взрывозащищенными светодиодными прожекторами марки Горэлтех 55Вт устанавливаемыми на опоре СВ-164. Управление освещением производится в автоматическом режиме с помощью фотореле

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
							339
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

установленного в проектируемой КТПН. Все осветительные приборы и электрооборудование должны иметь исполнение, соответствующее классификации по пожаро- и взрывоопасности зон, в которых они размещаются.

Основная линия питания выполнено кабельными линиями марки ВВГнг(А)-LS расчетного сечения. Сечение жилы принято одинаковым по всей длине линии освещения. Прокладка осуществляется по проектируемой кабельной эстакаде.

Для блочных сооружений, поставляемых заводами-изготовителями с электроосвещением, вопросы выбора светильников и кабелей в проекте не рассматриваются

15.6.5 Кабельные линии

Канализация электроэнергии запроектирована с использованием кабельных линий электропередачи. Все кабельные линии запроектированы с медными токопроводящими жилами, с изоляцией из ПВХ пластиката не поддерживающего горения, пониженной пожароопасности типа нг(А)-LS.

Для номинального режима напряжение не должно превышать 5% от номинального значения.

Кабели на проектируемом объекте прокладываются в основном открыто в кабельных лотках по проектируемым кабельным эстакадам, для малочисленных отдельных удаленных электроприемников предусматривается способ прокладки в земле в траншее на глубине не менее 0,7м-1,0м. На участках с движением автотранспорта и на пересечениях с инженерными коммуникациями подземные кабели защищаются трубами.

15.6.6 Основные решения по электрообогреву

Согласно заданию от ТХ ТЭО предусмотрена электрообогрев надземной части трубопровода, а также надземной части трехфазного сепаратора (ТФС).

Для предотвращения замерзания в надземной части технологических трубопроводов проектом предусматривается система электрического обогрева. Система электрообогрева выполняется с применением расчетов и оборудования компании " nVent " с целью поддержания на трубопроводах температуры не ниже 5°С путем компенсации тепловых потерь.

- Система электрообогрева состоит из следующих основных элементов:
- кабельные нагревательные секции,
- подсистема подачи питания,
- подсистема управления обогревом,
- установку термостатов температуры,
- монтажные элементы,

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		340

- тепловая изоляция.

Потребители системы электрообогрева принадлежат к III категории электроприемников.

Для защиты от замерзания и поддержания температуры трубопроводов подобран саморегулирующийся нагревательный кабель, особенность которого состоит в том, что он автоматически регулирует тепловыделение в ответ на понижение или повышение температуры трубы. Кабель обладает достаточными для данной системы температурными возможностями и механической прочностью, что очень важно для долговременной работы кабеля. Кабель не перегорает и не перегревается даже при самопересечении, может быть отрезан нужной длины без ущерба для характеристик.

Питание и управление системой электрообогрева предусматривается от щита управления электрообогревом (далее ЩУЭ) в автоматическом режиме при помощи электронных термостатов с регулированием по температуре обогреваемой поверхности. Прокладка и учет силовых кабелей до ЩУЭ производится в марке ЭС.

Управление системой электрообогрева предусматривается в автоматическом режиме при помощи электронного термостата «MONI-PT100-EXE-AMB» с регулированием по температуре обогреваемой поверхности. Для предотвращения замерзания в надземной части трехфазного сепаратора (ТФС), в ТЭО предусмотрена система электрического обогрева. Система электрообогрева учтено в комплектной поставке оборудования ТФС. См опросный лист раздела ТХ.

- Система электрообогрева состоит и поставляется в комплекте с оборудованием из следующих основных элементов:
- кабельные нагревательные секции,
- подсистема подачи питания,
- подсистема управления обогревом,
- установку термостатов температуры,
- монтажные элементы,
- тепловая изоляция.
- Щит управления электрообогревом (далее ЩУЭ)

По разделу СЭО по аналогичному проекту предусмотрена привязка проекта «Строительство факельного хозяйства на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» Атырауская область, Исатайский район Факельное хозяйство Юго-Восточное Новобогатинское. Том 2. Книга 1. Система электрообогрева 0170-797323/2022/1//173/2022АТ-СЗ-02-01 -СЭО.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
Инв. № подл.									341
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ			

15.6.7 Электрохимзащита

При разработке документации раздела «Электрохимзащита использовалась следующая нормативная документация:

- Электротехнические устройства (СП РК 4.04-107-2013);
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- ГОСТ 25812-83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- УПР. ЭХЗ-01-2007 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии»;
- СТО Газпром 9.2-003-2009 «Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений»;
- ВСН 005-088 «Строительство стальных промысловых трубопроводов»;
- ВСН 011-088 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

Подробные природно-климатические характеристики района строительства подробно представлены в общей части проекта.

Раздел Электрохимическая защита от почвенной коррозии подземных стальных трубопроводов разработан для обеспечения безаварийной работы проектируемых объектов в течение эксплуатационного срока, а также на основании действующих стандартов и норм Республики Казахстан, подземные металлические сооружения подлежат комплексной защите от коррозии, покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Данным разделом предусматривается электрохимическая защита дренажной емкости ЕП-16м³ (для нефти) и подземные стальные трубопроводы.

Защитные покрытия емкостей - антикоррозионное полиэтиленовое изоляционное покрытие «усиленного типа» согласно ГОСТ 25812-83.

Защищаемые системой электрохимической защиты емкости изолированы от смежных сооружений, находящихся под естественным электрохимическим потенциалом или воздействием потенциала средств сторонних ЭХЗ, путем установки изолирующих фланцевых соединений, предусматриваемых в раздел ТХ.

Технические решения по электрохимзащите приняты в соответствии с Ведомственными строительными нормами ВСН 51-3-85 "Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промысловых объектов". В

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		342

проекте использованы узлы и детали типового альбома унифицированных проектных решений по электрохимической защите подземных коммуникаций УПР.ЭХГ-01-2007 " Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии".

В связи с небольшой площадью, защищаемых поверхностей проектируемых сооружений в проекте учтена независимая, автономная протекторная защита от почвенной коррозии с установкой магниевых гальванических анодов. Принцип действия протекторной защиты заключается в том, что разрушению подвергается специально установленный анод (протектор), имеющий более электроотрицательный потенциал, чем защищаемое стальное сооружение, которое служит катодом в образовавшейся гальванической паре, а электролитом является грунт.

Защита осуществляется групповыми протекторными установками типа ПМ-20У для дренажной емкости ЕП-16м³ (для нефти). Протекторы размещаются на расстоянии не менее 3-х м от защищаемых сооружений, с заглублением на 2,0м от планировочной отметки. Подключение протекторной группы к защищаемому сооружению выполняется через контрольно-измерительный пункт с диодно-резисторным блоком с номинальным током канала 10А.

Контрольные и дренажные кабели от защищаемого сооружения и протектора выводятся на клеммную панель КИП и нумеруются. Для контроля над состоянием защищаемых сооружений посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применяется неполяризующийся медносульфатный электрод длительного действия CU/CUSO₄ с датчиком электрохимического потенциала.

Проектируемая протекторная защита наложенным током обеспечивает защищаемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. Минимальные (-0,85) и максимальные значения (-1,15) защитных потенциалов по отношению к насыщенному медно-сульфатному электроду сравнения CU/CUSO₄ и должны соответствовать СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 “Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии”. Тип и количество протекторов выбрано согласно действующей инструкции на проектирование.

Кабельные линии системы электрохимической защиты, соединяющие КИП с защищаемыми сооружениями с целью измерения параметров ЭХЗ, выполнены медным кабелем.

В местах размещения протекторов устанавливаться опознавательные знаки.

По разделу ЭХЗ по аналогичному проекту предусмотрена привязка проекта «Строительство факельного хозяйства на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		343

механическим приводом, запираемым на замок типа РЛК. Подвеска выполнена проводом СИП-3 сечением 1х50мм. Средний пролет 50м.

В связи с высокой степенью коррозионной агрессии грунтов и грунтовых вод, ж/б стойки должны быть изготовлены из сульфат стойкого портландцемента. Кроме того, все металлические и ж/б части опор, находящиеся в грунте, должны быть покрыты битумной гидроизоляцией за 2 раза (у стоек гидроизоляция производится до высоты не менее 0,5м над поверхностью земли). Все металлические части опор окрашиваются масляной краской. Присоединение металлических конструкций, устанавливаемых на опоре к контуру заземления опоры, выполняется при помощи сварки.

15.7.2 КРУН К-59 6кВ

Согласно ТУ пункта 3 выданных АО «Эмбаунайгаз в проекте предусмотрено усиление существующих электрических сетей:

- На существующей КРУН-6кВ м/р «Западная Прорва» предусмотрено расширение 1 и 2 секции на одну линейную ячейку-6кВ К-59 типа КРУ-К-7 (АО «КЭМОНТ») с вакуумным выключателем ВВ/TEL см. опросный лист: 0208-1006276/2024/1//80-01-02-01-ЭС.ОЛ1.
- Предусмотреть демонтаж и повторный монтаж существующей лестницы с торца КРУН.
- Подготовить основания под проектируемую ячейку с установкой фундаментов. Учтено в строительной части проекта.
- Расширения ограждения на 3 метра для размещения ячеек К-59.

15.7.3 Учет электроэнергии

В РУНН-0,4кВ проектируемых КТПН-/6/0,4кВ предусмотрены трехфазный учет активной и реактивной энергии с помощью счетчика типа:

- СА4У-Э720 R T1 3X220/380V 5(7,5)А «Дала»
- СА4У-Э720 R T1 3X220/380V 10(100)А «Дала»

В проектируемой КРУН-6кВ в ячейке К-59 предусмотрен коммерческий учет активной и реактивной энергии А 1805-RL-P4G-DW-4 класс точности-0.5S 100/57,7В напряжение 3х57/100 ток 5(10)А с долговременной памятью хранения данных о потребленной эл.энергии, мощности и почасового графика нагрузок

15.8 Защитные мероприятия

15.8.1 Заземление

В проекте предусматривается выполнение всех защитных мер электробезопасности в объеме, предусмотренном ПУЭ Республики Казахстан. Основным средством защиты

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		345

обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление (в электроустановках свыше 1000В) и зануление (в электроустановках с заземленной нейтралью напряжением до 1000В).

В соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан, заземлению подлежат вторичные обмотки и корпуса силовых и измерительных трансформаторов, открытые проводящие части электроустановок на напряжении до и свыше 1000В, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы распределительных щитов, шкафов управления, кабельные конструкции, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, железобетонные опоры воздушных линий электропередач, а так же установленные на них нормально не токопроводящие части электрооборудование и грозозащитные устройства.

Расчетное значение сопротивлений заземляющих устройств электроустановок напряжением до 1000В принято не более 4 Ом; электроустановок напряжением свыше 1000 В – не более 10 Ом в любое время года; для оборудования автоматизации и связи - не более 1 Ом

Защитное заземление опор воздушных линий выполняется с использованием стоек опор в качестве естественных заземлителей по типовой серии 3.407-150 "Заземляющие устройства воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 35 кВ. Рабочие чертежи". Заземление концевых опор линий электропередач осуществляется с использованием искусственных заземлителей электроустановок соответствующих площадок.

Защита от грозовых перенапряжений проектируемых линий электропередач и подключаемого к ним электрооборудования осуществляется установкой ограничителей перенапряжений. Заземляющий зажим разрядников, устанавливаемых на опорах линий электропередач, должен быть соединен с заземлителем отдельным спуском.

На проектируемом объекте для электроустановок напряжением до 1000 В принята система заземления TN-C-S; для питания конечных электропотребителей приняты трех-, четырех- и пятипроводные системы электропитания при напряжении питания 0,22 и 0,4 кВ. Проект предусматривает дополнительные повторные заземления нулевых защитных проводников путем их соединения с искусственными заземляющими устройствами на вводе в электроустановки зданий и сооружений.

При монтаже заземляющего устройства необходимо соблюдать требования ПУЭ-РК, СН РК 4.04-07-2019 «ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА», раздел "ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЗЕМЛЯЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ".

15.8.2 Молниезащита

В соответствии с "Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений" (СП РК 2.04-103-2013) все технологические и вспомогательные установки на проектируемых

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист 346
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

объектах с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории. Величина импульсного сопротивления каждого заземлителя защиты от ударов молнии должно быть не более 10 Ом.

Наружные установки, создают согласно ПУЭ зону класса В-1г, В-1а. Защищаемые объекты по устройству защиты от прямых ударов молнии относятся:

- по молниезащите к 2-й категории зона Б.
- по типу зоны защиты при использовании стержневых молниеотводов (обеспечивает перехват на пути к защищаемому объекту не менее 92% молний).

Защита сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии в проекте осуществляется посредством установки стержневого молниеприемника на мачте наружного освещения ВМО-16 (ПМ1-ПМ2) общая высота $h=21,0\text{м}$.

- отдельно стоящим молниеприемником на опоре СВ-164 (М1) высотой $=21,0\text{ м}$;

Защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

Все работы следует производить в строгом соответствии ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2019.

15.8.3 Защита от статического электричества

Для защиты от статического электричества технологические трубопроводы и аппараты должны быть надежно заземлены и должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, что достигается затяжкой болтов фланцев и устройством металлических перемычек.

15.8.4 Охрана окружающей среды

Прокладка кабельных линий и воздушной линии является экологически чистым процессом, поэтому специальные природоохранные мероприятия проектом не предусматриваются. При производстве строительно-монтажных работ используется техника для кабельных траншей, прокладки кабеля, машина для подвозки мелких деталей. Влияние их на окружающую среду с учетом скоротечности и малого объема выполняемых работ незначительно. Уборка незначительного мусора после производства работ гарантируется подрядчиком, поскольку все работы им выполняются самостоятельно.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист 347
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

15.8.5 Техника безопасности

Вся работа, выполняемая подрядчиком, должна соответствовать требованиям норм, правил и инструкциям, применяемым для настоящих работ. Персонал должен иметь полное понимание своих действий на случай срабатывания аварийной сигнализации на объекте. Приступать к выполнению работ только после проведенного соответствующего инструктажа и получения разрешения на выполнение данного вида работ. Для проведения работ подрядчик должен выделить руководящий персонал с квалификацией и опытом работы достаточным для обеспечения уровня выполненных работ, способный обеспечить своими подчиненными всех правил по технике безопасности.

15.9 Электрооборудование

Количество и состав потребителей электрической энергии, проектируемых сооружений определён в соответствии с техническими решениями, принятыми в основных разделах проекта.

Все проектируемые потребители электрической энергии сосредоточены на территории вахтового городка:

- проектируемое здание столовой на 100 мест;
- проектируемое здание общежития на 100 мест;
- проектируемая блочно-модульная котельная;
- наружное освещение территории;

Основными потребителями электрической энергии, являются:

- технологическое оборудование столовой;
- система приточно-вытяжной вентиляции;
- системы жизнеобеспечения зданий и сооружений;
- светильники освещения площадок, зданий и сооружений;
- системы КИПиА, связи и сигнализации;

Перечисленные выше потребители питаются от трехфазной сети переменного тока номинальным напряжением 380/220 В, 50 Гц.

Суммарная установленная мощность потребителей 587,71кВт.

Суммарная расчетная мощность – 447,405кВт.

Количество и состав потребителей электрической энергии (см. Таблицу №1) определен в соответствии с техническими решениями, принятыми в смежных разделах настоящего ТЭО. Представленные расчетные данные по ожидаемым нагрузкам являются основанием для принятия принципиальных проектных решений по системе электроснабжения объектов

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			348

обустройства месторождения и по определению основных технических параметров источников питания и системы распределения электроэнергии.

Все электрооборудование на проектируемых объектах выбирается в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией объектов по взрыво- и пожароопасности. Характеристика объектов по категориям производства и классам взрыво- и пожароопасности представлена в технологическом разделе проекта.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на всех площадках выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Технические характеристики этого оборудования определяются его назначением, условиями безопасности в эксплуатации, надежностью в работе, удобством в обслуживании, доступностью запасных частей, необходимым резервом, экономической целесообразностью, опытом применения на аналогичных объектах.

По степени обеспечения надежности электроснабжения, электроприемники относятся к потребителям II и III-ей категории по классификации ПУЭ Республики Казахстан.

Основные технические показатели приведены в таблице №1.

Таблица №1

№	Наименование	Руст, кВт	cosφ	Р расч, кВт
1	ВРУ проектируемой общежития	144,567	0,93	101,397
2	ВРУ проектируемой столовой	408,203	0,9	316,946
4	Проектируемая блочно-модульная котельная	30,407	0,75	24,505
5	Освещение территории	4,605	0,95	4,605
Итого:		587,71		447,405

Годовое потребление электрической энергии при годовом числе использования максимума нагрузки 8000 часов:

$W_{\Sigma} = P_p \times T_{max} = 447,405 \times 8000 = 3579240 \text{ кВт.час}$

Все электрооборудование на проектируемых объектах выбрано в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на всех площадках выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от -40°С до +45°С. Степень защиты оборудования по ГОСТ 15254-80 должна быть не ниже IP55, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1, при установке под навесом - УХЛ2. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях, степень защиты принимается не ниже IP31.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Климатическое исполнение для оборудования, устанавливаемого в закрытых помещениях, приняты УХЛЗ для неотапливаемых помещений и УХЛ4 - для отапливаемых.

Все электроприемники запроектированы на напряжении 220/380В. В состав электрооборудования потребителей 1й особой категории, входят источники бесперебойного питания с аккумуляторным батареями, рассчитанными на электроснабжение потребителей на время возможного перерыва электроснабжения от основного источника питания.

Электрооборудование блочных модулей входит в состав поставки и поставляется заводами-изготовителями комплектно (осветительная арматура, системы поддержания климата, пускозащитная аппаратура, силовая и осветительная проводка, цепи управления и аппаратура управления).

Наружное электрическое освещение проектируемой территории предусматривается с использованием светодиодных светильников, размещаемых на граненных конических опорах освещения типа СТВ. Электропитание системы наружного освещения осуществляется от фидера уличного освещения. Управление наружным освещением осуществляется автоматически с помощью фотореле. Нормы освещенности определены в соответствии СН РК 2.04-01-2011 и СП РК 2.04-104-2012 "Естественное и искусственное освещение".

1.1.1 Сети электроснабжения

Электроснабжение проектируемых потребителей электроэнергии, в соответствии с полученными Техническими Условиями, запроектировано на напряжении 6 кВ от существующей опоры №151 Ф№8Ш ВЛ-6кВ.

Транспорт электроэнергии от точки подключения до площадки установки проектируемой КТПН осуществляется по воздушной линии ВЛЗ-6кВ. Протяженность проектируемой воздушной линии составляет 514м.

Проектом предусматривается внедрение в отечественную практику электросетевого строительства и эксплуатации опытно-промышленных ВЛЗ-6кВ с самонесущими изолированными проводами (СИП-3) комплектно с линейной арматурой к ним, отлично зарекомендовавшей себя в Республике Казахстан согласно нормам СП РК 4.04-117-2022 «Проектирование воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищенными проводами (ВЛЗ). Концевая опора воздушной линии оборудована воздушным разъединителем с заземляющими ножами и механическим приводом, запираемым на замок.

В связи с высокой степенью коррозионной агрессии грунтов и грунтовых вод, ж/б стойки должны быть изготовлены из сульфатостойкого портландцемента. Кроме того, все металлические и ж/б части опор, находящиеся в грунте, должны быть покрыты битумной гидроизоляцией за 2 раза (у стоек гидроизоляция производится до высоты не менее 0,5м над поверхностью земли). Все металлические части опор окрашиваются масляной краской.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист
							350
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Для согласования уровня напряжения источника питания (6кВ) и потребителей (0,22/0,4 кВ) запроектирована установка комплектной трансформаторной подстанций типа КТПН 630/6/0,4 кВ. Защита силового трансформатора подстанции от перегрузок и коротких замыканий осуществляется плавкими вставками высоковольтных предохранителей в распределительном устройстве 6 кВ подстанции.

Электрическое питание потребителей, по II й категории надежности обеспечивается использованием независимого источника питания, - аварийного дизельного генератора мощностью 630 кВА. Пуск в работу дизельного генератора – автоматический, по факту исчезновения штатного напряжения питания; переключение источников питания потребителей запроектировано с использованием схемы автоматического включения резерва (АВР).

Дизельный электрогенератор располагается в специализированном всепогодном контейнере, в котором предусматривается емкость с запасом дизельного топлива для работы дизельного генератора, позволяющего работать при полной электрической нагрузке 6ч.

Канализация электроэнергии на площадке запроектирована с использованием кабельных линий электропередачи. Все кабельные линии запроектированы с алюминиевыми токопроводящими жилами. Все проводники выбраны по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах. Для номинального режима напряжение не должно превышать 5% от номинального значения. Все кабельные линии защищены от коротких замыканий и перегрузок установленными в распределительных устройствах и блоках управления токовыми отсечками, максимальной токовой защитой.

Кабели на проектируемых площадках прокладываются в земле в траншее на глубине не менее 0,7м-1,0м. На участках с движением автотранспорта и на пересечениях с автодорогами подземные кабели защищаются трубами. Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии; траншеи после укладки кабелей засыпаются однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора.

15.9.1 Защитные мероприятия

В проекте предусматривается выполнение всех защитных мер электробезопасности в объеме, предусмотренном ПУЭ Республики Казахстан. Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление (в электроустановках свыше 1000В) и зануление (в электроустановках с заземленной нейтралью напряжением до 1000В).

В соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан, заземлению подлежат вторичные обмотки и корпуса силовых и измерительных трансформаторов, открытые

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист	
											351
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

проводящие части электроустановок на напряжении до и свыше 1000В, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы распределительных щитов, шкафов управления, кабельные конструкции, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, железобетонные опоры воздушных линий электропередач, а так же установленные на них нормально не токопроводящие части электрооборудование и грозозащитные устройства.

Расчетное значение сопротивлений заземляющих устройств электроустановок напряжением до 1000В принято не более 4 Ом; электроустановок напряжением свыше 1000 В – не более 10 Ом в любое время года.

В качестве заземлителей в проекте использованы искусственные вертикальные и горизонтальные заземлители. Горизонтальные заземлители располагаются на глубине не менее 0,5 м от поверхности земли. Количество и длина вертикальных заземлителей определяются расчетом. Траншеи для горизонтальных заземлителей засыпаются однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора. Соединения заземлителей, заземляющих проводников и частей электроустановок, подлежащих заземлению должно выполняться сваркой или надежным болтовым соединением.

Защитное заземление опор воздушных линий выполняется с использованием стоек опор в качестве естественных заземлителей по типовой серии 3.407-150 "Заземляющие устройства воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 35 кВ. Рабочие чертежи". Заземление концевых опор линий электропередач осуществляется с использованием искусственных заземлителей электроустановок соответствующих площадок.

Защита от грозовых перенапряжений проектируемых линий электропередач и подключаемого к ним электрооборудования осуществляется установкой ограничителей перенапряжений. Заземляющий зажим разрядников, устанавливаемых на опорах линий электропередач, должен быть соединен с заземлителем отдельным спуском.

На проектируемом объекте для электроустановок напряжением до 1000 В принята система заземления TN-C-S; для питания конечных электропотребителей приняты трех-, четырех- и пятипроводные системы электропитания при напряжении питания 0,22 и 0,4 кВ. Проект предусматривает дополнительные повторные заземления нулевых защитных проводников путем их соединения с искусственными заземляющими устройствами на вводе в электроустановки зданий и сооружений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ЭС.ЭХЗ	Лист	
											352
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

16. СМЕТНАЯ ЧАСТЬ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.						
Инв. № подл.	Разработал Проверил ГИП Н.контр.	Жумаханов Каримова Есполов Рахимбергенов	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ		
						Изм.	Кол.	Лист
						Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва		
						Стадия	Лист	Листов
						ТЭО	353	29
						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		

16.1 Организации строительства

Продолжительность строительства

Продолжительность строительства определена в соответствии с требованиями СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть I., СП РК 1.03-102-2014, часть 2

Продолжительность строительства проекта рассчитывается согласно п. 6.1. СП РК 1.03-101-2013 методом экстраполяции, исходя из имеющейся в нормах мощности.

16.1.1 Установка комплексной подготовки газа

Проектируемая мощность установки подготовки газа составляет 0,6 млрд м3/год

Г.1.4 Газовая промышленность

Таблица Г.1.4.1

Нормативная продолжительность строительства «Установки подготовки газа» мощностью 2,5 млрд.м3/год составляет – Т– 10 мес.

Расчет выполняем методом экстраполяции по формуле:

$$T_H = T_M \sqrt[3]{\frac{P_H}{P_M}}$$

где Тн - нормируемая продолжительность строительства, определяется экстраполяцией.
Тм - максимальное или минимальное значения нормативной продолжительности строительства по норме для рассматриваемого типа объекта.

Пн - нормируемый (фактический) показатель объекта.

Пм - максимальное или минимальное значение показателя (мощности) для рассматриваемого типа объекта.

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_H = 10 \times \sqrt[3]{\frac{0,6}{2,5}} = 10 \times 0,62035 = 6,2 \text{ мес.}$$

16.1.2 Система сбора газа

Проектируемая мощность по системе сбора газа – пропускная способность- 68,5 тыс. м3/час

Г.1.4 Газовая промышленность

Таблица Г.1.4.1

Нормативная продолжительность строительства «Газораспределительных станции» мощностью 150 тыс. м3/час составляет – Т– 4 мес.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							354
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Расчет выполняем методом экстраполяции по формуле:

$$T_H = T_M \sqrt[3]{\frac{P_H}{P_M}},$$

где T_H - нормируемая продолжительность строительства, определяется экстраполяцией.

T_M - максимальное или минимальное значения нормативной продолжительности строительства по норме для рассматриваемого типа объекта.

P_H - нормируемый (фактический) показатель объекта.

P_M - максимальное или минимальное значение показателя (мощности) для рассматриваемого типа объекта.

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_H = 4 \times \sqrt[3]{\frac{68,5}{150}} = 4 \times 0,77 = 3,08 \text{ мес.}$$

16.1.3 Компрессорная станция

Проектируемая мощность компрессорной станции- 1644 тыс. м3/час

Г.1.2 Нефтедобывающая промышленность

Таблица Г.1.2.1, п.6 Газокомпрессорная станция

Нормативная продолжительность строительства «Газокомпрессорных станции» мощностью свыше 300 тыс. м3/час составляет – $T = 7$ мес.

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_H = 7 \text{ мес.}$$

16.1.4 Головные сооружения по подготовке газа

Проектируемая мощность по подготовке газа – 0,6 млрд.м3/год

Г.1.4 Газовая промышленность

Таблица Г.1.4.1 п.2

Нормативная продолжительность строительства «Головных сооружений по подготовке газа» мощностью 10 млрд.м3/год составляет – $T = 18$ мес.

Расчет выполняем методом экстраполяции по формуле:

$$T_H = T_M \sqrt[3]{\frac{P_H}{P_M}},$$

где T_H - нормируемая продолжительность строительства, определяется экстраполяцией.

T_M - максимальное или минимальное значения нормативной продолжительности строительства по норме для рассматриваемого типа объекта.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							355
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Пн - нормируемый (фактический) показатель объекта.

Пм - максимальное или минимальное значение показателя (мощности) для рассматриваемого типа объекта.

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 18 \times \sqrt[3]{\frac{0,6}{18}} = 18 \times 0,32 = 6 \text{ мес.}$$

16.1.5 Магистральный /промысловый газопровод

Проектируемая длина газопровода составляет 140км.

Нормативная продолжительность строительства газопровода длиной 50км. составляет – Тмах – 5 мес.

(часть I, раздел Г.1.2 «Нефтедобывающая промышленность», Таблица Г.1.2.1, п.2).

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 5 \times \sqrt[3]{\frac{140}{50}} = 5 \times 1,409 = 7,05 \approx 7 \text{ мес.}$$

16.1.6 Воздушная линия электроснабжения

Проектируемая длина ВЛ составляет 140км.

Нормативная продолжительность строительства ВЛ длиной 80км. составляет – Тмах – 7 мес.

(часть I, раздел Г.1.1 «Электроэнергетика», Таблица Г.1.1.7).

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 7 \times \sqrt[3]{\frac{140}{80}} = 7 \times 1,210 = 8,47 \approx 8,5 \text{ мес.}$$

16.1.7 Комплекс электроснабжения (КТП)

Проектируемая длина ВЛ составляет 19км., количество КТП -16шт

Нормативная продолжительность строительства ВЛ длиной до 30км. КТП-15шт, составляет – Т – 5 мес.

(часть I, раздел Г.1.1 «Электроэнергетика», Таблица Г.1.1.7, п.12).

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 5 \text{ мес.}$$

16.1.8 Сети связи

СП РК 1.03-102-2014, часть 2

Проектируемая длина ВОЛС составляет 140км.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Нормативная продолжительность строительства сетей связи длиной 100км. составляет – 11 мес., длиной 300км -20 мес

(часть II, раздел Б.2.1 «Строительство предприятий связи», Таблица Б.2.1.1, п.2).

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 10 \times \sqrt[3]{\frac{140}{100}} = 10 \times 1,099 = 10,99 \approx 11 \text{ мес.}$$

16.1.9 Здание общежития

СП РК 1.03-102-2014, часть 2

(часть II, раздел Б.5.1 «Жилые здания», Таблица Б.5.1.1, п.4).

Проектируемая мощность общежития -100 мест, 1390м2.

Нормативная продолжительность строительства здании площадью 900м2 составляет – 7 мес.,

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 7 \times \sqrt[3]{\frac{1390}{900}} = 7 \times 1,18 \approx 8 \text{ мес.}$$

16.1.10 Столовая

СП РК 1.03-102-2014, часть 2

(часть II, раздел Б.4.1 «Торговля и общественное питание», Таблица Б.4.1.1, п.11).

Проектируемая мощность столовой -100 мест.

Нормативная продолжительность строительства столовой на 100 мест составляет – 6 мес.,

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 6 \text{ мес.}$$

16.1.11 Здание КПП

СП РК 1.03-102-2014, часть 2

(часть II, раздел Б.5.1 «Жилые здания», Таблица Б.5.1.1, п.2).

Проектируемая площадь -130м2.

Нормативная продолжительность строительства здании площадью 150м2 составляет – 3 мес.,

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$$T_n = 3 \times \sqrt[3]{\frac{130}{150}} = 3 \times 0,93 \approx 2,8 \text{ мес.}$$

16.1.12 Котельная

СП РК 1.03-102-2014, часть 2

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							357
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

(часть II, раздел Б.5.2 «Коммунальное хозяйство», Таблица Б.5.2.1, п.18).

Проектируемая мощность котельной -0,86 Гкал/час.

Нормативная продолжительность строительства мощностью 0,8 Гкал/час составляет – 4 мес.,

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$T_n = 4 \text{ мес.}$

16.1.13 Автомобильные дороги

СП РК 1.03-102-2014, часть 2

(часть II, раздел Б.1.4 «Дорожное хозяйство», Таблица Б.1.4.1, п.3).

Проектируемая длина дороги -73 км.

Нормативная продолжительность строительства длиной 50км составляет – 12мес.,

Определяем расчетную продолжительность строительства проектируемого объекта:

$T_n = 12 \times \sqrt[3]{\frac{73}{50}} = 12 \times 1,135 \approx 14 \text{ мес.}$

16.2 Общая продолжительность строительства:

$$T = T_{\text{макс}} + (T_1 + T_2 + T_3 + \dots) \times K, \quad (5)$$

где $T_{\text{макс}}$ - максимальная продолжительность строительства одного из объектов по норме, мес.;

$T_1, T_2, T_3 + \dots + T_n$ - нормативная продолжительность строительства объектов, входящих в систему, мес.;

K - коэффициент совмещения, учитывающий одновременное выполнение работ по объектам системы, принимается по таблице 7. ($k=0,3$)

$T_{\text{общ}} = 14 + (6,2 + 3,08 + 7 + 6 + 7 + 8,5 + 5 + 11 + 8 + 6 + 2,8 + 4) \times 0,3 = 36,4 \text{ мес.}$

Общую продолжительность строительства примем 36 месяцев.

Продолжительность подготовительного периода примем 5 мес. (10-15% от T_n).
Продолжительность подготовительного периода входит в Общую продолжительность строительства.

Работы основного периода строительства начинаются сразу после полного завершения объема подготовительных работ и исчисляются от начала общестроительных работ до окончания пусконаладочных работ. Пусконаладочные работы начинаются после установки

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							358
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

всего или части комплексного оборудования и заканчиваются полной готовностью проекта и началом выпуска продукции.

Сроки монтажа отдельных установок комплекса определяются в ППР после выполнения Подрядчиком анализа технологичности строительства.

Срок начала строительства выбран с июля III-го квартала 2026 г.

Директивный срок продолжительности строительства составляет 18 месяцев согласно письму Заказчика за №110-1/3140 от 27.05.2025г.

Показатели готовности объекта по кварталам, в % от сметной стоимости приведены в таблице 20.

Таблица 20 Распределение объемов капитальных вложений

Год строительства	2026				2027				2028				2029	
Квартал	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Капитальные вложения %			10	20	30	40	45	50	55	65	71	82	92	100
% по годам	20				40				32				8	

С учетом привязки к сроку начала строительства распределение КВЛ по годам строительства имеет следующий вид:

- 2026 год – 20%;
- 2027 год – 40%.
- 2028 год - 32%
- 2029 год - 8%

16.3 Организационно-технологическая схема строительства

Принятая организационно-технологическая схема направлена на соблюдение установленного графика строительства и качественное выполнение комплекса строительно-монтажных работ в технологической последовательности, с соблюдением требований по охране труда и окружающей среды.

Подготовка организации строительства включает в себя:

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

- общую организационно-техническую подготовку к строительству;
- инженерную подготовку;
- мобилизационный период;
- оперативно-диспетчерское управление строительством;
- подготовительные работы на объекте.

16.3.1 Мобилизационный период

Мобилизационный период предполагает выполнение основных работ по подготовке к строительству:

- решение вопросов по организации перевозок техники;
- организация работы транспортных подразделений;
- организация опорного центра по ремонту техники, автотранспорта;
- доставка материально - технических и ресурсов.

Все вышеуказанные работы производятся специализированными подразделениями.

В связи с необеспеченностью региона квалифицированными кадрами и необходимостью поддержания высоких темпов производства строительных работ, необходимо учесть вахтовый метод производства работ.

Количество привлекаемых работников в процентном соотношении:

Из Атырауской области - 20%;

Из г.Атырау - 80%.

16.3.2 Оперативно-диспетчерское управление строительством

Генподрядчику необходимо обеспечить работников на период строительства и ввода объекта в эксплуатацию бесперебойной связью (в том числе - мобильной и высокоскоростным интернетом) представителей Заказчика, Технического и Авторского надзора.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется через диспетчерскую службу Подрядчика, которая производит:

- сбор, передачу, обработку и анализ оперативной информации о ходе выполнения строительно-монтажных работ, поступающей от организаций и подразделений, а также информации о допущенных нарушениях и отклонениях от проекта.

16.3.3 Подготовительные работы на объекте

До начала производства основных работ необходимо осуществить подготовку площадки строительства согласно СН РК 1.03.00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений»:

выполнить временные автодороги по створам проектируемых;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							360
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- выполнить ограждение площадки строительства, выполнить ограждение опасных зон;
- освободить площадку строительства от растительности;
- подготовить площадки для складирования материалов, конструкций и оборудования путем планировки и уплотнения грунта, подсыпки гравием толщиной 100 мм с обеспечением временного отвода поверхностных вод;
- доставить на площадку необходимые материалы, конструкции, механизмы и сварочное оборудование;
- организовать противопожарные посты с оснащением их соответствующими средствами пожаротушения;
- выполнить подключение стройплощадки к временным электрическим сетям или временным дизельным электростанциям;
- выполнить устройство временных резервуаров для хранения технической воды и обеспечить подвозку воды автоцистернами;
- выполнить обеспечение работников питьевой водой с периодическим подвозом ее на строительную площадку;
- обеспечить площадки временными зданиями, сооружениями и помещениями для производственного обеспечения строителей (офисы для рабочих и ИТР, санитарно-бытовые помещения, биотуалеты и пр.);
- обеспечить строителей средствами связи (сотовой связью и переносной радиосвязью);
- установить пункты мойки колес автомашин на выезде со стройплощадки;
- выполнить геодезическую разбивочную основу.

Подготовка строительной площадки и земляные работы должны выполняться в соответствии с техническими условиями Заказчика. Этот документ устанавливает ответственность Подрядчика и Заказчика, и минимальные требования к материалам и способам производства строительных работ, относящихся к планировке площадки:

- выбор планировочного уровня площадки, выбор грунтовых карьеров и районов утилизации строительных и бытовых отходов;
- расчистка площадки, раскорчевка растительности, срезка лишнего грунта, контрольная укатка для определения пучинных мест;
- выемка грунта и удаление избыточных материалов;
- организация отвалов, организация микрорельефа;
- засыпка, уплотнение и испытания.

На территории стройгородка и промышленной зоны располагаются нижеследующие временные здания и сооружения:

- конторы и паркинг для Генерального подрядчика;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		361

- конторы и паркинг для Группы управления проектом;
- конторы и паркинг для Субподрядчиков;
- Помещение для оказания первой медицинской помощи;
- КПП и помещение для службы безопасности;
- Закрытая складская территория для материально-технического снабжения, строительства;
- Открытая складская территория для материально-технического снабжения, строительства;
- Участки субподрядчиков по общестроительным работам;
- Участки субподрядчиков по выполнению механических работ;
- Участки субподрядчиков по выполнению электротехнических работ;
- Участки субподрядчиков по выполнению инструментальных работ;
- Участки субподрядчиков по выполнению покрасочных работ;
- Производственные площадки складирования арматуры;
- Установки приготовления бетона – бетоносмесительные узлы (БСУ);
- Укрупнительно-сборочные участки/участки штабелирования;
- Хранилища трубных секций;
- Модульные жилые здания и помещения (для Генеральных подрядчиков, Подрядчика по управлению проектом, Субподрядчиков);
- Столовая с прачечной (для Генеральных подрядчиков, Подрядчика по управлению проектом, Субподрядчиков);
- Здания для отдыха (для Генеральных подрядчиков, Подрядчика по управлению проектом, Субподрядчиков);
- Временные Паркинг и автодороги;
- Помещение охраны вахтового поселка для временного проживания;
- Здания для оказания первой медицинской помощи (для Генеральных подрядчиков, Подрядчика по управлению проектом, Субподрядчиков);
- Офис управления вахтовым поселком временного проживания;
- Складские помещения для вахтового поселка временного проживания.

Зона должна быть оснащена следующими инженерными сетями: водопроводом (промышленного и для коммунально-бытового снабжения), электроснабжением, дренажной системой и канализационной системой. Системы коммуникации должны быть расширены дальше в зависимости от количества Подрядных организаций.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							362
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Вследствие значимости и стоимости хранимого оборудования и сыпучих материалов, необходимо обеспечить охранную службу, систему видеонаблюдения и систему патрулирования.

16.3.4 Взаимодействие Подрядчика и Заказчика

Строительные и подготовительные работы, выполняемые как в пределах строительной площадки, так и вне ее требуют эффективного взаимодействия между Подрядчиками и Заказчиком.

Генподрядчик должен предоставить Заказчику на рассмотрение планы, схемы и общий порядок использования точек въезда на площадку, а также расположение складских помещений, зданий, участков парковки и хранения материалов и оборудования. Эти здания и участки должны быть разработаны и спланированы с учетом предотвращения доступа на них лиц, не получивших на это разрешение.

Выполнение строительно-монтажных работ разрешается только при наличии разработанного проекта производства работ (ППР), согласованного с дирекцией и государственными инспектирующими организациями. Комплекс подготовительных работ в соответствии с ППР должен быть закончен до начала производства основных строительных работ. Окончание подготовительных работ на стройплощадке должно быть принято по акту, оформленному по установленной форме.

Продуманный и продуктивный подход к выполнению строительных работ на стройплощадке может быть достигнут посредством постоянного проведения экспертиз технологичности строительства с участием инженера технадзора, бригадиров и рабочих, а также посредством оценки условий на стройплощадке до выполнения работ, исходя из помех устройству лесов, влияния работ, проводящихся рядом и т. д. С целью обеспечения соответствующей поддержки этих процессов рекомендуется привлечь специалиста по трехмерному моделированию, задачей которого будет проведение совещаний по конкретным вопросам технологии строительства с применением трехмерных моделей, чертежей общего вида, снимков и т. д.

16.3.5 Транспортная схема строительства

Доставка основных строительных материалов и технологического оборудования осуществляется железнодорожным транспортом. Доставка неосновных материалов и оборудования выполняется по автомобильным дорогам.

Железнодорожная станция приемки грузов – ж.д. станция «Кульсары». Расстояние от ж.д. станции «Кульсары» до месторождения Западная Прорва – 175 км.

Исходный пункт перебазировки строительных организаций – г. Атырау (400 км).

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							363
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Исходный пункт подвозки на объект инертных материалов, металлопроката, труб и трубных заготовок, изоляционных материалов, цемента, железобетонных изделий, кирпича, кровельных и гидроизоляционных материалов, – г.Кульсары – 175 км.

Водоснабжение в подготовительный период строительства – привозное.

- место утилизации воды после гидравлических испытаний емкостного оборудования и трубопроводов – собственные очистные сооружения промышленных ливневых стоков;
- место утилизации строительного мусора, бытовых отходов, непригодного грунта - на полигоне ТБО г.Кульсары.

Организацию доставки оборудования и материалов до места выполнения СМР осуществляет служба комплектации (уточняется договором подряда). Службой комплектации составляются ведомости потребности оборудования и материалов в соответствии с рабочими чертежами.

Тяжелое и крупногабаритное технологическое оборудование доставляется в г.Атырау и далее на стройплощадку - специализированными транспортными организациями по схемам, согласованными с Дорожной полицией города.

Передвижение строительной техники и автотранспорта и перемещение крупно-габаритных и тяжеловесных грузов по стройплощадке осуществляется по разработанным в ППР маршрутам движения.

16.3.6 Создание геодезической основы

Геодезические работы в строительстве регламентируются требованиями СН РК 1.03-03-2023 «Геодезические работы в строительстве». На стадии подготовки площадки к строительству необходимо выполнить вынос в натуру основных разбивочных осей зданий и сооружений. Эти работы должны выполняться в полном объеме, и с точностью, обеспечивающей при размещении и возведении объектов соответствие геометрических параметров проектной документации, требованиям строительных норм, правил и государственных стандартов. Для создания планово-высотной основы строительства надо использовать существующие репера, привязанные к государственной геодезической сети.

Заказчик обязан создать разбивочную основу для строительства и не менее, чем за 10 дней до начала выполнения строительно-монтажных работ передать поэтапно подрядчику техническую документацию на нее и закрепленные на площадке пункты основы. Заказчик обязан передать Генподрядчику созданную геодезическую основу по Акту (согласно СН РК 1.03-03-2023).

В процессе строительства детальные разбивочные работы выполняют ИТР Генподрядчика. Непосредственно перед выполнением разбивочных работ Генподрядчик

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							364
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

должен проверить неизменность положения знаков разбивочной сети здания или сооружения путем повторных измерений элементов сети.

В процессе возведения сооружений Генподрядчику следует проводить геодезический контроль точности геометрических параметров сооружений и конструктивов, который является обязательной составной частью производственного контроля качества.

По результатам контрольной геодезической съемки Генподрядчик составляет исполнительную схему и передает ее на проверку Заказчику вместе с Актами, разрешающими дальнейшее производство работ. Главные разбивочные оси закрепляются четырьмя знаками – по два с каждой стороны здания (сооружения). Расстояние между парными осевыми знаками должно быть в пределах 15-50 м, для линейных сооружений – до 100 м. Осевые знаки не должны попадать в зону нарушения грунта при выполнении строительно-монтажных работ. Знаки выставляются на расстоянии 15-30 м от контура сооружения. Наименьшее расстояние допускается 3 м от края котлована, наибольшее – не более 50 м.

16.3.7 Методы производства работ

Последовательность работ

Строительно-монтажные работы следует выполнять в технологической последовательности. Сначала выполнить работы нулевого цикла (общие экскаваторные работы, прокладку сетей водопровода и канализации, устройство оснований сооружений, бетонирование фундаментов, обратную засыпку, планировку поверхности). Затем выполнить возведение надземной части зданий и сооружений, включающие следующие работы:

- монтаж железобетонных строительных конструкций;
- механические монтажные работы;
- монтаж технологического оборудования;
- монтаж технологических металлоконструкций (эстакад);
- монтаж технологических трубопроводов;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- тепловая изоляция оборудования и трубопроводов;
- электромонтажные работы;
- автоматизация технологического процесса;
- сети связи и сигнализации;
- тестовые испытания и пусконаладочные работы;
- благоустройство территории.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							365
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Строительство всех проектируемых объектов необходимо выполнять поточным методом. Строительные потоки должны быть специализированы по видам работ (земляные, бетонные, монтажные, пуско-наладочные и т.д.).

Параллельно со строительством основных технологических установок выполнять работы по строительству объектов подсобного и обслуживающего назначения, объектов энергетического хозяйства, транспортного хозяйства и связи, сетей и коммуникаций.

Все строительно-монтажные работы будут проводиться в соответствии с планом-графиком, утвержденным Заказчиком, который разрабатывается в составе ППР.

16.3.8 Земляные работы

Земляные работы ведутся в соответствии с проектом и соблюдением требований СН РК 5.01-01-2013. Планировка, обратная засыпка котлованов и траншей производится бульдозерами и экскаваторами.

Разработка котлованов и траншей выполняется экскаватором с гидроприводом на пневмоходу, оборудованным обратной лопатой с ковшом 0,5 -1 м3. Грунт из котлованов необходимо сохранить и использовать для обратной засыпки и возведения насыпи внутриплощадочных автодорог, с последующим уплотнением до коэффициента уплотнения 0,95 по Проктору.

Выемка грунта для фундаментов оборудования, подземных трубопроводов, металлоконструкций и зданий должна проводиться до необходимых уровней после установки отметок уровня и составления плана размещения.

Вынутый грунт вывозится самосвалами на площадки для чистого и негодного грунта. Чистый грунт в дальнейшем используется для выполнения обратных засыпок.

Разработка котлованов, как правило производится с недобором грунта. Отвалы устраиваются с соблюдением крутизны, обеспечивающей устойчивость откосов. По мере выполнения земляных работ необходимо проводить контроль качества.

Учитывая близость расположения имеющихся установок к строительному участку, на котором должны проводиться экскаваторные работы, может потребоваться укрепление грунта подпорками, если для надлежащего уклона земли нет необходимого пространства.

Если разрабатываемые траншеи или котлованы расположены ниже уровня грунтовых вод, водонасыщенный грунт необходимо осушать с помощью открытого водоотлива (с помощью водоотливной установки типа АВ-701) или применить искусственное водопонижение с помощью иглофильтровальной установки. Выбор способа осушки определяется при разработке ППР для каждого участка работ.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							366
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Отсыпку и уплотнение грунтов при обратной засыпке и устройстве насыпей производить послойно, слоями по 200-250 мм, и уплотнение катками на пневмоколесном ходу или виброкатками.

При устройстве подготовок под основание фундаментов и площадок рекомендуется использовать катки типа ДУ-39Б. Обратную засыпку фундаментов и подсыпку выполнить местным непучинистым, непросадочным (качественным) грунтом с послойным уплотнением.

Уплотнение грунта в пазухах котлованов, стоек, опор, уплотнение грунта под трубопроводами (где необходимо) производить ручными пневмотрамбовками.

Отклонения отметок дна выемок в местах устройства фундаментов и укладки конструкций при окончательной разработке или после доработки недоборов и восполнения переборов от проектных не должны превышать 5 см. Периодичность проверки параметров траншей – через 50 м и не менее 10 измерений на принимаемый участок.

По окончании работ по устройству естественных оснований под фундаменты, трубопроводов в котлованах и траншеях, составляется Акт на скрытые работы.

16.3.9 Устройство фундаментов. Бетонные работы

Бетон предусмотрено изготавливать на собственном БСУ в составе базы подрядчика. Частично готовый бетон может доставляться с существующих заводов г. Атырау с помощью автобетоносмесителей. Укладка бетона в опалубку с арматурной сеткой производится бетононасосом или бадьей на крюке монтажного крана. Уплотнение бетонной смеси выполнять глубинными и площадочными вибраторами. Укладку бетонной смеси производить горизонтальными слоями одинаковой толщины (10-20 см) без разрывов, с последовательным направлением укладки в одну сторону во всех слоях.

Следующий слой необходимо укладывать до начала схватывания предыдущего слоя. Верхний уровень уложенной бетонной смеси должен быть на 50 – 70 мм ниже верха щитов опалубки. Заливка бетона должна производиться непрерывно. Во время укладки, транспортировки бетонной смеси запрещается добавлять воду. При вибрировании запрещается дотрагиваться вибратором арматурных стержней, опалубки, подставок под арматуру. Создания нагрузки на забетонированную конструкцию (движение людей, установка опалубки вышележащих конструкций) допускаются после выдачи разрешения соответствующей лабораторией, при достижении бетоном прочности не менее 1,5 МПа.

Дозирование компонентов при приготовлении бетонной смеси следует производить по массе. Допускается дозирование добавок, вводимых в бетонную смесь в виде водных растворов, по объему воды.

Под фундаментами необходимо выполнить щебеночную подготовку, пропитанную битумной мастикой до полного насыщения толщиной 150 мм и шире габаритов фундаментов

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							367
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

на 100 мм с каждой стороны. Основание фундаментов и фундаментных балок уплотнить тяжелыми трамбовками с коэффициентом уплотнения 0,95.

Выполнить монтаж арматурных изделий в соответствии со СН РК 5.03-02-2019 опалубки в соответствии со схемой расположения фундаментов (см. чертежи раздела КЖ) и произвести бетонные работы.

Приемку бетонной смеси (контроль), транспортирование выполнять в соответствии с ГОСТ 7473-2010. Допустимая прочность бетона при распалубке должна соответствовать требованиям таблицы 10 СН РК 5.03-07-2013. При устройстве арматурных конструкций соблюдать требования таблицы 9 СН РК 5.03-07-2013.

Укладку бетонной смеси, выдерживание и уход за бетоном выполнять в соответствии с разделом 5 СН РК 5.03-07-2013 (п.5.3 и 5.4).

До приема бетонной смеси в опалубку, конструкцию оснастки принять прорабом на соответствие форм и размеров, жесткости и неизменяемости, на правильность установки пробок и закладных деталей.

Установку и приемку опалубки, разопалубливание монолитных конструкций производить согласно ППР, разработанному Подрядной организацией.

16.3.10 Арматурные работы

Заготовку стержней мерной длины из стержневой и проволочной арматуры и изготовление ненапрягаемых арматурных изделий следует выполнять в соответствии со СН РК 5.03-02-2019. Транспортирование и хранение арматурной стали следует выполнять по ГОСТ 7566-2018. Монтаж арматурных конструкций следует производить преимущественно из крупноразмерных блоков или унифицированных сеток заводского изготовления с обеспечением фиксации защитного слоя. В качестве коротышей принимается арматурная сталь периодического профиля, для создания необходимой жесткости армокаркаса, при необходимости применения арматуры большего сечения и устанавливается большее количество коротышей. Соединения каркасов арматуры выполняют при помощи отоженной вязальной проволоки. Установку арматурных каркасов производить так, чтобы они не соприкасались с опалубкой и был выдержан защитный слой согласно проекту. Точность сборки арматурных каркасов должна соответствовать СН РК 5.03-02-2019, ГОСТ 10922-2012. Сварные соединения и режимы сварки необходимо выполнять согласно ГОСТ 14098-2014.

16.3.11 Монтаж металлических конструкций и резервуаров

При производстве работ по монтажу металлоконструкций следует руководствоваться правилами по безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, рабочими чертежами и указаниями проекта производства работ.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							368
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Монтаж стальных конструкций производить укрупнёнными блоками. Укрупнительную сборку конструкций производить на площадке для укрупнительной сборки, расположенной рядом с проектируемым объектом. Укрупняемый блок должен находиться на расстоянии, не превышающем возможный вылет грузоподъемного механизма для подъема данного блока. Масса укрупнённых блоков не должна превышать возможности грузоподъемной техники.

Геометрические размеры конструкций и правильность их установки проверять геодезическими инструментами.

Все работы по монтажу и укрупнительной сборке производить в соответствии с требованиями Еврокода 3: СП РК EN 1993 «Проектирование стальных конструкций» и Национальных Приложений к нему, резервуаров – в соответствии с требованиями СП РК EN 1993-4-2:2007/2011 «Проектирование стальных конструкций. Резервуары» и Национальных Приложений к нему.

Монтажные работы должны производить специализированные организации, имеющие лицензию на данный вид деятельности.

Подачу конструкций и укрупнённых блоков к месту установки производить в проектном положении. После установки конструкции в проектное положение выполнить монтажное крепление конструкции. После этого произвести расстроповку конструкции. Во время монтажа обеспечивать устойчивость и надежное крепление конструкций.

В монтажных сварных соединениях, не воспринимающих монтажные нагрузки, длина прихваток должна быть не менее 10% длины проектных монтажных швов этого соединения, но не короче 50 мм.

Монтаж конструкций производственных зданий и резервуаров производить по утвержденному ППР и в соответствии с указаниями регламента и технологической картой завода-изготовителя. Организация, разрабатывающая или привязывающая ППР по монтажу резервуаров или конструкций должна в его составе уточнить подготовку мест соединений к монтажу в зависимости от принятых видов соединений (сварное, болтовое, заклепочное и т.п.), места строповки конструкций и т. п. вопросы, вытекающие из принятой технологии монтажа. Одновременно должны быть разработаны поставляемые вместе с металлическими конструкциями приспособления. К ним относятся устройства, конструкция которых предусматривает восприятие ветровых нагрузок для обеспечения устойчивости конструкций во время монтажа, стенды для контрольной сборки и укрупнения в блоки, монтажные стойки для устройства покрытия стен и кровли, сборочные и строповочные приспособления, контрольные пластины для сварщиков и т.п.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист	
											369
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

16.3.12 Монтаж технологических трубопроводов и технологического оборудования

Проектом предусмотрен монтаж нескольких сверхтяжелых технологических установок колонного типа. Монтаж установок выполняется на подготовленные к данному процессу фундаменты.

Необходимо заранее подготовить площадку под оборудование в непосредственной близости от фундаментов.

Перевозится установка специализированным транспортом, с помощью низкорамных тралов. Количество тралов, маршрут перевозки установок, сопровождение спец. транспорта службами дорожной полиции города должно быть разработано в специальном разделе ППР и утверждено Заказчиком. Предварительно, все согласования с соответствующими Государственными органами (Управление дорожной полиции г.Атырау и Атырауской области, Управление водного хозяйства в случае перевозок морским или речным путями) должны быть заранее получены до начала процесса транспортировки оборудования на строительную площадку.

На плитах, заранее должны быть также смонтированы металлические конструкции специальных стендов для погрузки на них установок колонного или иного типов. Все конструкции-стенды, плиты типа ПАГ и другие временные конструкции после завершения спец. монтажных работ должны быть демонтированы и вывезены за пределы строительной площадки.

Ниже, указан предварительный перечень технологического оборудования, для которых требуется разработка специального раздела ППР с утверждением у Заказчика. Перечень может быть скорректирован (дополнен, сокращен, изменен) на стадии ППР. Часть из данного перечня оборудования относится либо к сверхтяжелой категории, либо к тяжелой или средней категории тяжести по весу.

Таблица 1. Перечень технологического оборудования для разработки спец. раздела ППР

№	Наименование технологического оборудования	Наибольший вес, в тоннах
1	Реакторы	
2	Колонны	
3	Металлические резервуары	
4	Осушители	
5	Печи	
6	Теплообменники	
7	Охладители	
8	Компрессоры	
9	Фильтры	
10	Насосы	

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Веса оборудования будут уточнены в дальнейшем, на стадии Рабочего проекта (РП), после получения полной информации от поставщиков, компаний-производителей соответствующего оборудования.

Монтаж сверхтяжелого оборудования весом до 1000 тонн и высотой до 100 м предполагается осуществить с помощью мощного крана гусеничного типа с наибольшей грузоподъемностью до 3600 тонн и номинальной г/п около 2800 тонн. Рекомендуемая для данного проекта марка крана – XGC88000-SHW, массой более 5000 тонн, производства КНР. Выбор крана необходимо заранее выполнить путем подачи нескольких коммерческих заявок в разные страны (КНР, РФ, РБ и др.), либо выполнить маркетинговые исследования рынка для подобного кранового оборудования на территории РК. Сверхмощный кран, рекомендуемый для выполнения подобных работ, необходимо приобрести на арендной основе, по согласованию с Заказчиком, силами Генподрядчика, только на период проведения специальных монтажных операций.

Крановая площадка, также как и площадка под оборудование должна быть подготовлена с помощью мощных плит ПАГ аэродромного типа, усиленными сверхпрочной преднапряженной арматурой, из сборного железобетона.

Выбор площадки под оборудование и крановые площадки должны быть разработаны в специальном разделе ППР. Крановая площадка должна располагаться в непосредственной близости от проектного положения оборудования.

Перевозка секций крана должна быть организована также как и для тяжелого оборудования, спец. транспортом, с использованием низкорамных тралов в количестве около 200 единиц. Процесс сборки крана на крановой площадке, монтаж оборудования, демонтаж крана занимает по времени около 2 месяцев с общим количеством 20 рабочих-механиков и ИТР по монтажу. Все рабочие и ИТР должны иметь соответствующую лицензию на проведение подобного вида работ и пройти специальный инструктаж по ОТ и ТБ.

При монтаже сверхтяжелого оборудования с помощью собранного крана рекомендуемой марки должны участвовать вспомогательные автокраны для дополнительных и страховочных операций. Их количество, грузоподъемность, марки кранов и размещение на площадке должны быть уточнены и приведены в соответствующем разделе ППР.

При монтаже основного тяжелого крана рекомендуемой марки должны также участвовать 4 дополнительных автомобильных крана грузоподъемностью от 25 до 100 тонн.

Перед осуществлением монтажа тяжелого оборудования (реакторов, колонн, воздушных охладителей и др.) должны быть подготовлены также подъездные пути к монтажным площадкам. Площадки должны быть выровнены и уплотнены до значений, соответствующих грузоподъемности кранов и общей весовой нагрузки.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							371
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Монтаж воздушных охладителей выполняется при помощи гусеничного крана грузоподъемностью от 400 до 600 т.

Места установки кранов должны быть показаны на Схеме грузоподъемных работ, в ППР.

Схемы монтажа тяжелого технологического оборудования и выбор грузоподъемных кранов разрабатываются Генподрядчиком в ППР, в котором должны быть предусмотрены подготовленные подъездные пути, площадки для монтажных кранов, которые должны быть выровнены, уплотнены и обустроены сборными железобетонными плитами типа ПАГ.

Монтаж технологических трубопроводов и оборудования производится с соблюдением требований СП РК 3.05-103-2014.

До начала монтажа оборудования проверяют готовность фундаментов и комплектность оборудования. Работы по монтажу оборудования необходимо выполнять в соответствии с рабочими чертежами и соблюдением требований СП РК 3.05-103-2014.

Монтаж другого технологического оборудования выполняется в основном автомобильными или гусеничными кранами. Окончательный выбор методов монтажа определяется проектом производства работ (ППР) с учетом строительной техники, имеющейся у Генподрядчика. Внутри зданий для монтажа необходимо использовать электрокары, монтажные лебедки и домкраты. При производстве работ применяются стропы из текстоленты или пенькового каната.

Трубопроводы присоединяются только к закрепленному на опорах (фундаментах) оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекоса и дополнительного напряжения.

Укладку трубопроводов в траншею производить на материковый или тщательно утрамбованный грунт. Обратная засыпка траншей производится в два приема:

Присыпка, подбивка пазух и частичная засыпка траншей на высоту 0,25-0,3 м над верхом трубы;

Окончательная засыпка траншеи (после проведения гидроиспытания).

Монтаж трубопроводов осуществляется в следующей последовательности:

- на монтажной площадке изготавливаются и изолируются укрупненные узлы, включающие в себя монтажные заготовки заводского изготовления в соединении с отдельными элементами и соединительными деталями;
- соединение укрупненных узлов последовательной сборкой и сваркой узлов на месте монтажа.

При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							372
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Трубопроводы допускается присоединять только к закрепленному в проектном положении оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекося и дополнительного натяжения.

16.4 Мероприятия по охране окружающей среды

Мероприятия по охране окружающей среды в период строительства состоят из следующего:

- обязательное соблюдение границ территорий, отводимых на период строительства во временное пользование;
- применение машин и механизмов, отвечающих требованиям нормативно-правовых актов РК в части технического состояния;
- применение «бойков» для приема растворов и бетонной смеси, исключающих их попадание в грунт;
- установка контейнеров для сбора ТБО и периодического вывоза на полигон ТБО;
- ремонт техники (слив масла и т.д.) в отведенных помещениях и площадках;
- вывоз отходов ТБО по окончании строительства;
- устройство временных площадок для мытья колес автомобилей и строительной техники;
- выполнение в полном объеме мероприятий по рекультивации нарушенных земель;
- соблюдение дополнительных требований местных органов охраны природы, действующих на период производства работ.
- необходимо осуществлять контроль:
- за выполнением экологических, санитарных и иных требований в области обращения с отходами;
- за соблюдением пожарной безопасности в области обращения с отходами;
- за выполнением мероприятий по уменьшению количества отходов и вовлечению отходов в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья;
- за достоверностью, предоставляемой информации в области обращения с отходами и отчетности об отходах;
- за состоянием окружающей среды на площадках хранения отходов;
- за регулярной инвентаризацией и учетом, за хранением и состоянием всех видов отходов во время проведения работ.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист
							373
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

16.5 Потребность в основных машинах, механизмах и транспортных средствах

Состав парка и количество машин, необходимых для выполнения СМР, определен на основании объемов работ в физических измерителях, принятых способов механизации работ и эксплуатационной производительности машин, исходя из состава бригад с учетом графика строительства.

Потребность в основных автотранспортных средствах, строительных машинах и механизмах для строительства приведена в таблице 9.4.5.1.

Таблица 2. Потребность в основных автотранспортных средствах, строительных машинах и механизмах для строительства

Наименование	Характеристика	Марка или тип	Кол., шт
Буровая машина	Глубина бурения до 3,5м		2
Погрузчик фронтальный	Vков. 2,0 м3	ТО-28	1
Ремонтная мастерская		ПАРМ-1	2
Кран монтажный	г/п 2800 т	XGC88000-SHW	1
Кран монтажный	г/п 400 т	LIBHERR LR-1400-2 SSL	1
Кран монтажный	г/п 80 т	LIBHERR LTM-1080	2
Кран монтажный	г/п 55т	LIBHERR LTM-1055	2
Кран гусеничный	Лстр. 30 м	СКГ-63	2
Кран гусеничный	Лстр. 23,5 м	МКГ-25БР	4
Автомобильный кран	г/п 16 т	КС-3574	4
Автосамосвал	г/п 13 т	КАМАЗ-55111	10
Бортовой автомобиль	г/п 8 т	КАМАЗ-5320	5
Автобетоносмеситель	7 м3	АБС-7	6
Автобетононасос		АБН-75/37	2
Поливомоечная машина		КО-713-1	2
Каток вибрационный		ДУ-95-2	3
Каток прицепной		ДУ-94	2
Экскаватор	Vков 1,0 м3	ЭО-4121	2
Экскаватор	Vков 0,65 м3	ЭО-3323	2
Экскаватор-бульдозер	Vков. 0,25 м3	БОРЭКС-2206	2
Бульдозер (с лебедкой)	N=70кВт	ДЗ-186	4
Сварочный агрегат		АДС-2П-500	6
Сварочный выпрямитель		ВДУ-506Э	10
Комплект автоматической сварки под флюсом		AGW-2	1
Вакуум-камера		РВН-20	1
Импульсный рентгеновский аппарат		МИРА-2Д	3
Лаборатория радиографического контроля			1
Электроды для прокатки электродов		СНО-5.5/5-И1	10
Резак для ручной кислородной резки		Маяк-1	5
Резак для пропан-бутановой резки		Ракета-1	5

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Потребность в кадрах строителей определена, исходя из объемов СМР, сроков строительства и нормативной трудоемкости строительно-монтажных работ и представлена в таблице 23.

Таблица 3. Потребность в рабочих кадрах (чел.)

Наименование категории работающих	Количество
Нормативная трудоемкость работ, в чел-дн.	581573
Нормативная продолжительность строительства, в сутках	540
Среднее количество работающих, занятых на СМР и подсобных производствах, в чел.	1077
Максимальное количество работающих, занятых на СМР и подсобных производствах (при К неравномерности =1,5), в чел.	1077
в том числе: - рабочих (83,9% от числа работающих), в чел.	904
- количество ИТР (11% от числа работающих), в чел.	118
- количество служащих (3,6% от числа работающих), в чел.	39
- количество МОП и охраны (1,5% от числа работающих), в чел.	16

Затраты Подрядчика на перебазировку всех субподрядных организаций на стройплощадку и обратно, после завершения работ должны быть включены в сметный расчет.

Обеспечение работающих строителей культурно-бытовыми и коммунальными услугами предусматривается на территории существующего вахтового поселка.

Доставка строителей от городка строителей и обратно предусмотрена транспортом Подрядчика.

16.7 Временные здания и сооружения

Расчет потребности площадей временных зданий и сооружений производится по нормативным показателям СН РК 1.03-02-2007 «Инструкция по проектированию бытовых зданий и помещений строительно-монтажных организаций» и сборника «Расчетные нормативы для составления проектов организации строительства», ч.1, М., Стройиздат, 1973 г., раздел 10.

Среднегодовое количество работающих – 1077 чел.

В том числе, в наиболее многочисленную смену – $1077 \times 0,7 + (118 + 39 + 16) \times 0,8 = 892$ человек (70% от списочной численности рабочих и 80% от прочих).

Таблица 4. Потребность во временных зданиях и сооружениях

Помещение			Норма площади, м2/чел.	Кол-во работающих , чел.	Потребная площадь, м2
Категория	Наименование				
Служебные	1	Офисы	4	157	628
	2	Гардеробные	0,6	904	542
	3	Душевые	0,4	904	362
	4	Умывальни	0,065	904	59
	5	Сушилки	0,2	904	181
	6	Помещение для обогрева рабочих	0,1	904	90

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Наибольшее количество работающих – 892 чел.

**16.10 Расчет стоимости строительства в соответствии с требованиями системы
сметных нормативных документов и ценообразования в строительстве, а
также по аналогам, прогнозным и экспертным оценкам**

Сметная документация составлена в соответствии с требованиями СН РК 1.02-04-2022 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство», на основании Приказ Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 01 марта 2023 года № 33-нқ Об утверждении Государственного норматива по определению расчетной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Сметная документация разработана в соответствии с Порядком определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан НДЦС РК 8.01-08-2022, утвержденным приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 01 декабря 2022 года №223-НҚ, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Расчетная стоимость строительства зданий и сооружений определена на основании:
Объектов-аналогов;

Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 1. Здания. Выпуск 1. Здания жилищно-гражданского назначения Часть 2.

Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 2. Линейные сооружения. Выпуск 1. Автомобильные дороги.

Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 3. Наружные инженерные сети. Выпуск 1. Наружные инженерные сети водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения.

Единичные сметные цены на строительно-монтажные работы. Сборник 4. Энергетическое строительство. Выпуск 1. Наружные сети электроснабжения.

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2024;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2024;

сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2024;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2024;

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2024;

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2024;

сборник укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ в текущем уровне, Элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений. Малые архитектурные формы. УСН РК 8.02-03-2024;

сборник укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ в текущем уровне, Наружные сети водоснабжения и канализации. УСН РК 8.02-03-2024;

Территориальный район - 6.02 - Атырауская область, Жылыойский район.

Затраты на организацию и управление строительством, связанные с организацией и управлением строительно-монтажными работами на строительной площадке по стройке, (НДЦС РК 8.04-09-2022, таблица 1, п.2.3 -8,7%);

Сметная прибыль в размере 5% от сметной стоимости строительно-монтажных работ от итога глав 1-8;

Резерв средств подрядчика на непредвиденные работы и затраты в размере 7% от общей суммы средств по позициям 1-8 сводного сметного расчета (п.8.2.66.4, а, НДЦС РК 8.04-07-2023);

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере 12%, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

Полный подробный расчет сметной стоимости строительства проектируемого объекта приведен в сметной части проекта.

Принятая в расчетах ТЭО сметная стоимость строительства составляет в текущих и прогнозных ценах 105,382 млрд. тенге, в том числе:

- строительно-монтажные работы – 45,608 млрд. тенге;
- оборудование – 47,16 млрд. тенге;
- прочие – 1,324 млрд. тенге;
- НДС – 11,291 млрд. тенге.

Суммарные капитальные вложения в рамках данного инвестиционного проекта распределены по годам реализации проекта следующим образом:

- 2025 год – 0,431 млрд. Тенге (ПИР и экспертиза);
- 2026 год – 19,354 млрд. тенге;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				380

- 2027 год – 40,982 млрд. Тенге;
- 2028 год – 35,307 млрд. тенге;
- 2029 год – 9,308 млрд. тенге.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-СМ	Лист	
											381
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

17. СОЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ

Инв.№ подл.		Подпись и дата								
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-CP			
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Разработал	Жумаханов						ТЭО	382	7
	Проверил	Каримова						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Фавицкая									
Н.контр.	Рахимбергенов									

17.1 Социальные аспекты ТЭО

В настоящем разделе рассмотрены вопросы, связанные с социальными аспектами реализации предложенного ТЭО и определены подходы к управлению процессами, связанными с их урегулированием.

Реализация и дальнейшее функционирование проекта соответствует основным приоритетам государства в области социальной политики в Атырауской области, поскольку создает дополнительные рабочие места на период строительства установки подготовки газа, и на длительный срок - на период ее эксплуатации.

Низкий демографический показатель в пределах Атырауской области возможно повысить за счет миграции населения в регион, жителей других областей Казахстана.

Такой процесс может создать предпосылки активизации социальной жизни в районе реализации проекта.

17.2 Потребность в трудовых ресурсах

Заказчиком ТЭО является АО «Эмбаунайгаз», так же это АО будет являться собственником проектируемого объекта. При осуществлении реализации проекта будут привлечены компании, которые будут выбраны на основе тендера.

Для обеспечения внедрения данного объекта потребуется создание новых рабочих мест, что обеспечит работой на длительное время определенное количество населения Атырауской области, что будет способствовать повышению занятости населения в промышленной сфере и обслуживания инженерных коммуникаций.

Планируемая численность обслуживающего персонала установки подготовки газа составит 32 человек, из них инженерно-технические работники (ИТР) – 8 человек, промышленно-производственного персонала (ППП) - 24 человека, из них 10 человек будут работать в две смены по 12 часов и в две смены – по 14 дней.

Обслуживание установки должно производиться высококвалифицированными специалистами.

Атырауская область располагает достаточными трудовыми ресурсами для обеспечения строительства и эксплуатации данного объекта, с учетом миграции вопрос о заполнении рабочих мест будет успешно решен.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-CP	Лист	
											383
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

17.3 Влияние проекта на занятость и повышение образовательного уровня населения

Так сложилось, что историческая специализация Атырауской области связана с добывающими отраслями и их инфраструктурой. Строительство Установки подготовки газа позволит создать новое направление деятельности в области, что потребует наличие специалистов высокой квалификации в данном направлении.

При реализации данного проекта оборудования будет закупаться у известных фирм, продукция которых отмечена высоким качеством. Для того чтобы местные специалисты смогли работать на таком оборудовании, предусмотрено вложение средств на обучение казахстанского персонала.

Величина затрат на обучение предусмотрена в размере 2,85 тыс. долларов в год на 1-го работника, в соответствии со сложившимся уровнем затрат на обучение в АО «Эмбаунайгаз».

Сотрудники фирмы должны пройти обучение для получения навыков работы на поставленном оборудовании. Поскольку возможна текучесть кадров и работа на установке относится к категории вредного производства, затраты на обучение планируется отчислять ежегодно во все время эксплуатации объектов.

Это, несомненно, позволит быстро освоить современную технологию производства, более рационально использовать трудовые ресурсы и способствовать максимально быстрому возврату вложенных инвестиций.

Новое оборудование и новая технология предполагает и более перспективные системы управления производством.

Все это, безусловно, приведет к повышению образовательного уровня работников, занятых на современном оборудовании и будет способствовать созданию новой сферы деятельности в регионе.

На решение вопросов связанных с обучением казахстанских специалистов предусмотрено около 5 млн. долларов (или 761,3 млн. тенге) в ценах без учета инфляции за весь расчетный срок или 10,4 млн. долларов (1595,1млн. тенге) в ценах с учетом инфляции. Эти расходы являются частью эксплуатационных затрат и включаются в себестоимость подготовки газа.

Перед допуском к самостоятельной работе персонал должен пройти медицинский осмотр, обучение, первичный инструктаж по технике безопасности, проверку знаний и получить допуск к самостоятельной работе оформленный приказом или распоряжением.

Согласно утвержденному штатному расписанию, администрация предприятия обязана подготовить и ввести в действие приказом производственные инструкции по эксплуатации

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-CP	Лист
							384
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

оборудования, регламенты, должностные инструкции (для ИТР), инструкции по охране труда, обеспечить разработку и выполнение организационных и технических мероприятий по безопасному производству работ персоналом, обеспечить контроль по выполнению санитарных норм по гигиене труда.

17.3.1 Режим труда и отдыха

Режим труда и отдыха должен быть организован согласно требованиям:

- Трудового кодекса РК от 15.05.07г. № 251 –III (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013г.);
- Постановления Правительства РК от 25.01.2012 г.№ 167 "Об утверждении санитарных правил к объектам промышленности";
- Постановления Правительства РК ОТ 17.01.2012г. №93 «Об утверждении санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны к производственным объектам";
- Санитарных правил и нормы по гигиене труда в промышленности «Часть 2
- Санитарные правила для химической, нефтехимической, микробиологической промышленности и биотехнологии».

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых следует предусматривать в целях оптимизации напряженности трудовой деятельности. Разработка рациональных режимов труда и отдыха должна выполняться с учетом определения сменности и длительности рабочих смен (неполный рабочий день, гибкие и скользящие графики режима работы), перерывов на отдых и обед с учетом специфики организации производства. Длительность и частота труда и отдыха внутри смены устанавливаются в зависимости от характера труда и степени утомляемости работников.

17.3.2 Охрана труда и техника безопасности

Деятельность на территории, где планируются сосредоточить проектируемые объекты, будут регулироваться нормативными документами РК., которые определяют отношения в области охраны труда и направлены на обеспечение безопасности, сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

К таким нормативным документам относятся:

- Трудовой кодекс РК от 15.05.07г. № 251 –III (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013г.);
- Кодекс РК от 18.09.2009г. №193-ІУ «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013г.);

Инв. № подл.						Инв. № подл.		
Подпись и дата								
Инв. № подл.								
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-CP	Лист 385
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

будут регулироваться нормативными документами РК., которые определяют отношения в области охраны труда и направлены на обеспечение безопасности, сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

К таким нормативным документам относятся:

- Трудовой кодекс РК от 15.05.07г. № 251 –III (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013г.);
- Кодекс РК от 18.09.2009г. №193-ІУ «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2013г.);

- Закон РК от 07.02.2005г. № 30-III «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 05.07.2012г.);
- Закон РК «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» от 5.07.1996г. № 19-I (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.07.2013г.);
- Постановление Правительства РК от 21.08.07г. № 720 «Об утверждении правил предоставления информации и ведения государственной статистики в области безопасности и охраны труда» (с изменениями по состоянию на 18.10.2013г.);
- Постановление Правительства РК от 28.10.2011г. № 1225 «Об утверждении Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников» (с изменениями по состоянию на 18.10.2013г.);
- Постановление Правительства РК от 05.12.2011г. № 1458 «Об утверждении Правил выдачи работникам молока, лечебно-профилактического питания, специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, обеспечения работников средствами коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями и устройствами за счет средств работодателя, норм выдачи работникам молока за счет средств работодателя, норм выдачи работникам лечебно-профилактического питания за счет средств работодателя» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 23.07.2013г.)

При реализации проекта необходимо соблюдение требований Трудового законодательством РК и правил Безопасности, действующих на территории РК. Принятые технологические решения обеспечивают безопасность производства и персонала.

В производственном процессе при эксплуатации установки, требуется соответствующее обучение обслуживающего персонала перед допуском к самостоятельной работе и периодическую квалификационную проверку знаний и инструкций по технике безопасности. Перед пуском оборудования в эксплуатацию, необходимо составить и утвердить инструкции по безопасному обслуживанию оборудования и механизмов, инструкции по охране труда по профессии для каждого рабочего места. Персонал, участвующий в погрузочно-разгрузочных операциях, например, при проведении ремонтов узлов установки, должен изучить Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, пройти проверку знаний и получить допуск производство работ с кранами.

Все электроустановки должны быть заземлены и иметь молниезащиту.

Проектируемые сооружения должны быть размещены на безопасном расстоянии от существующих сооружений, инженерных сетей в соответствии с санитарно-защитными зонами и противопожарными расстояниями.

Производственные и административно-бытовые здания должны быть оснащены достаточным освещением, вентиляцией, отоплением, кондиционированием, холодным и горячим водоснабжением, канализацией, санузлами, душевыми, раздевалками, местами приема пищи.

В соответствии с Кодексом РК от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», места производства работ должны быть оснащены аптечками для оказания первой медицинской помощи.

Атмосферный воздух производственных территорий и помещений должен соответствовать установленным нормам. При сварочных работах возможно применение баллонов, содержащих кислород и ацетилен. При работе с техническими газами персоналу необходимо соблюдать все меры безопасности, указанные в инструкции по технике безопасности по рабочему месту разработанных на основе Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, в частности баллонов, с учетом соблюдения правил пожарной безопасности и транспортировки.

Рабочие и ИТР должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты (перчатками, головными уборами и т.д.) - согласно приказу Министра труда и социальной защиты населения РК от 31.07.2007 №184-п «Об утверждении правил и норм выдачи работникам молока и лечебно-профилактического питания, за счет средств работодателя и правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями и устройствами, за счет средств работодателя».

В целях охраны здоровья персонала, предупреждения профессиональных заболеваний и отравлений, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда, работники должны проходить обязательные медицинские осмотры, в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 25 января 2012 года №166 «Об утверждении перечня вредных производственных факторов, профессий, при которых проводятся обязательные медицинские осмотры, правил проведения обязательных медицинских осмотров».

Медицинское обслуживание персонала на вахте, при необходимости, предусматривается на территории Установки подготовки газа или других ближайших медицинских пунктах, оборудованных для оказания первой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, необходимо

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-CP	Лист	
											387
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

предусмотреть транспортировку больных на машине скорой помощи в медицинские учреждения районного центра или областного центра (г. Атырау).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-CP	Лист	
											388
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

18. ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ

Инв.№ подл.		Подпись и дата								
Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИР			
	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Разработал	Жумаханов						ТЭО	389	3
	Проверил	Каримова						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
ГИП	Фавицкая									
Н.контр.	Рахимбергенов									

18.1 Информация об участниках проекта

Бенефициар – заинтересованная сторона, непосредственно получающая выгоды/преимущества в результате реализации проекта.

Для реализации настоящего проекта необходимо объединить усилия всех потенциальных участников проекта, к которым относятся:

- Компания, специализирующаяся на строительстве Установки подготовки газа, соответствующая квалификационным требованиям, и имеющая необходимые лицензии по данному виду деятельности;
- Эксплуатирующая компания, которая должна соответствовать специальным квалификационным требованиям, предъявляемым к данному виду деятельности, иметь разрешительные документу и лицензии;
- Финансовые институты, выступающие в качестве инвесторов реализуемого проекта.

18.2 Управление проектом

Инициатором данного проекта является АО «Эмбаунайгаз». В данном проекте рассматривается схема управления проектом на основе сотрудничества АО «ЭМГ», НК «Казмунайгаз» и филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» Каспиймунайгаз», начиная с этапа проектирования. Кроме того, будут привлечены соответствующие строительные организации, которые возможно будут выбраны на основе проведения тендера. Такое партнерство должно предусматривать долгосрочное деловое сотрудничество между участниками реализации проекта, предполагающего разделение рисков и прибыли от результатов объединения знаний, опыта и финансовых ресурсов для достижения целей экономической политики с целью реализации долгосрочных инвестиционных проектов.

Такое партнерство позволяет преодолеть ограниченные возможности государства и местных органов финансировать инвестиционные проекты, а также использовать управленческие навыки и опыт нефтяного сектора для повышения качества предоставляемых услуг.

Основными преимуществами такого партнерства для государства являются:

- Снижение бюджетной нагрузки;
- Увеличение поступлений от налогов и других отчислений в бюджет;
- Привлечение средств в крупномасштабные проекты за счет недропользователей;
- Решение системных проблем развития инфраструктуры;
- Оптимизация сроков и объемов капитальных вложений в строительство и эксплуатацию нефтедобывающей отрасли.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИР	Лист
							390
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Утилизация попутных газов на нефтегазовых месторождениях Казахстана является одной из главных проблем недропользователя Казахстана. В соответствии с требованиями действующего законодательства по проведению нефтяных операций Министерство энергетики и минеральных ресурсов совместно с Министерством охраны окружающей среды добиваются максимального использования добываемых недр пользователями углеводородов в полном объеме.

Поскольку АО «Эмбаунайгаз» является компанией имеющей большой опыт в проведении нефтяных операций, то основными преимуществами для общества РК являются:

- Повышение уровня утилизации газа, способствующего улучшению экологической обстановки в регионе;
- Увеличению объемов продажи газа»
- Стабилизация уровня тарифов продажи газа;
- Способствует созданию новых рабочих мест.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИР	Лист	
											391
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

18. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					ТЭО	392	47
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

18.1 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

В настоящей главе приводится описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов вариантов разработки месторождения Западная Прорва газовая залежь для определения максимальных выгод для Недропользователя и Республики Казахстан.

В экономическую оценку включены технологические показатели за период разработки месторождения.

В расчете отражены доходная часть и затраты на разработку месторождения.

Следует отметить, что оценка затрат на разработку месторождения была сделана с учетом нынешнего этапа концептуального исследования проекта. Авторы отмечают, что подсчитанные затраты на освоение месторождения и эксплуатационные затраты в будущем при разработке месторождения будут отличаться от представленных в текущем отчете вследствие уточнения затрат, и, поэтому считают обязательным отметить, что приведенные в настоящем проекте профили затрат ни в коем случае не могут быть использованы как фактические или бюджетные.

Доходная часть

Для проведения экономической оценки эксплуатации месторождения использованы ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены и ставка дисконтирования.

Цены

Стоимость реализации газа согласно письму Министерства Энергетики РК 24.02.2025г составила 69 225,42 тенге. Цена изменяется с учетом инфляции 2% с 2026г.

Стоимость реализации СУГ составила 50577 тенге/тонна на 2025г, цена изменяется с учетом индексации 25,44% с 2026 по 2029гг., далее цена изменяется с учетом инфляции 4%.

В основу экономических показателей заложены прогнозные цены продажи нефти (конденсата) на основе макропоказателей НК КМГ, объемы продажи нефти и расходы на транспортировку нефти согласно полученным данным от недропользователя по бюджету 2025-2029гг, приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Цены реализации углеводородов

Наименование показатели		2025	2026	2027	2028	2029
Цены по направлениям						
КОНДЕНСАТА						
на экспорт	тг./тонн	230112	230112	233496	233496	233496
на внутренний рынок	тг./тонн	93466	96101	99020	102127	106861
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	тг/тыс.м.3	69225,4	70609,9	72022,1	73462,6	74931,8
СУГ						
на внутренний рынок	тг/тонн	50577,0	63443,8	79583,9	99830,0	125226,8

Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист
		0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЗМ						
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	393	

Наименование показатели		2025	2026	2027	2028	2029
Реализация по направлениям						
КОНДЕНСАТА						
на экспорт	%	22%	14%	14%	14%	14%
на внутренний рынок	%	78%	86%	86%	86%	86%
ТОВАРНОГО ГАЗА						
на внутренний рынок	%	0	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	0	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям						
КОНДЕНСАТА						
на экспорт	тг/тонн	16600	16238	16229	16277	16461
на внутренний рынок	тг/тонн	11792	11191	11267	11319	11115
Стоимость подготовки газа для 3 варианта	тг/тыс.м.3	11 068	11 511	11 971	12 450	12 948

Ставка дисконтирования

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег для получения суммы потоков платежей, приведенных к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты ставки дисконтирования ставки WACC АО НК «Казмунайгаз» 10,85% и альтернативных ставок 15%, 20%.

Капитальные вложения

Расчет стоимости капитальных вложений, необходимых при разработке газовых залежей месторождения Западная Прорва производился с использованием укрупненных показателей стоимости строительства и не могут быть приняты как окончательные. Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии и технике добычи, подготовке и транспортировке продукции УВ, а также данные по удельным объемам строительства.

Предполагаемые объемы инвестиционных затрат базируются на укрупненных удельных показателях стоимости, связанных как с бурением скважин, также с характеристиками и количеством оборудования, необходимого для строительства намеченных объектов, которые включают в себя издержки по инвестициям в основной капитал, состоящие из следующих расходов:

- стоимости основного и вспомогательного оборудования, потребных материалов;
- затрат на строительно-монтажные и пусконаладочные работы;
- прочих.

В расчетах экономических показателей вариантов разработки месторождения капитальные затраты оценивались укрупненно в текущих ценах по следующим направлениям:

- затраты на строительство скважин;
- затраты на обустройство скважин;
- затраты на систему сбора;
- затраты на УКПГ/УПГ/УОГ;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЗМ	Лист
							394
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- затраты на трубопроводы;
- Вахтовый городок;
- затраты на ПИР.

Расходы на бурение скважин рассчитаны на основе предоставленных Недропользователем затрат на бурение скважин.

Обустройство устьев скважин включает расходы на покупку необходимого оборудования, его транспортировку и монтаж.

Авторы отмечают, что приведенные стоимости могут иметь погрешность +/- 30% на данном этапе.

Рассмотрено три варианта строительства. **Первый** вариант обустройства предполагает строительство УПГ с получением товарного газа и стабильного конденсата. Второй вариант предполагает строительство УКПГ с с получением товарного газа, сжиженного газа и стабильного конденсата. **Третий** вариант предполагает строительство УОГ, недропользователь осушает газ, далее отправляет на БГПЗ для подготовки, с дальнейшим получением товарного газа и его реализации.

Рассматриваемые варианты разработки и обустройства месторождения, затраты и графики обустройства месторождения могут измениться по мере поступления новых данных и проведения новых исследований, использования новых технологий и прочих факторов, которые могут привести к изменению технико-экономических показателей за проектно-рентабельный период разработки месторождения.

Предполагается что, **источниками финансирования** капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Проектные работы планируются в 2025г. Строительство УКП/УКПГ/УОГ планируется начать в 2026г и завершить в 2027г.

Таблица 3.5.2 – Капитальные вложения

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Ввод из бурения газодобывающих вертикальных скв	тыс.тг.	731 944,18
Обустройство скважины	тыс.тг.	75 000,00
ПИР на бурение	тыс.тг.	8 000,00
Проектные документы		
ПИР на ТЭО	тыс.тг.	377 157
ПИР на РП	тыс.тг.	1 183 439
Экспертиза ТЭО	тыс.тг.	7 648
Экспертиза РП	тыс.тг.	16 221
Технадзор	тыс.тг.	547 654
Вариант обустройства со строительством УПГ		
Система сбора	тыс.тг.	33 538 249

Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ	395

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
УПГ	тыс.тг.	17 800 142
Газопровод	тыс.тг.	23 638 375
Вахтовый городок	тыс.тг.	3 259 459
Вариант обустройства со строительством УКПГ		
Система сбора	тыс.тг.	33 538 249
УКПГ	тыс.тг.	27 450 587
Газопровод	тыс.тг.	23 638 375
Вахтовый городок	тыс.тг.	3 259 459
Вариант обустройства со строительством УОГ		
Система сбора	тыс.тг.	33 538 249
УПГ - 600млн.м3	тыс.тг.	14 834 303
Газопровод	тыс.тг.	11 596 291
Вахтовый городок	тыс.тг.	3 259 459
Вариант обустройства со строительством первого пускового комплекса т УКПГ		
Первый пусковой комплекс	тыс.тг.	31 050 754
УКПГ	тыс.тг.	62 093 342

Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат. Предполагаемые эксплуатационные затраты на период с 2025 года до окончания проектно-рентабельного периода разработки месторождения смоделированы на основе фактических данных по действующему УКПГ на 150 млн.м3 и пропорционально увеличены по объему планируемых установок и не могут учитывать полный объем затрат на разработку месторождения и обслуживание оборудования с учетом непредвиденных затрат, и не должны учитываться как окончательные. Затраты могут уменьшаться или увеличиваться в процессе разработки.

Показатели эксплуатационных затрат представлены в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Расходы на ремонт и профилактику с начала экспл-ции (% капитальной стоимости)		
первые 5 лет	%	0,1%
от 5 до 10 лет	%	0,5%
от 10 до 15 лет	%	1%
от 20 и более лет	%	1,5%
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тг/1квт	33,65
Расход э/энергии мех. добычу кВт.ч.	квт.ч/1000м3	11,14
Расходы на химреагенты	тг/тыс.м3	142,07
Расходы на материалы	тг/тыс.м3	4648,39
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг/скв	18799,42
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг/скв	12350,00
Ремонт скважин	тыс.тг/скв	20157,01
НИР	тыс.тг/год	50000,00
Услуги производственного характера	тыс.тг/скв	429195,5
Транспортные услуги	тыс.тг/скв	20065,35
Охрана труда	тыс.тг/скв	14431,34
Охрана объектов	тыс.тг/скв	33947,89
Страхование	тыс.тг/скв	17850,33
Командировочные расходы	тыс.тг/скв	12,08
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг/год	18685,2
Прочие лифтинг затраты	тг/тыс.м3	1512
Прочие производственные затраты	тыс.тг/скв	5269,03

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

										0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЗМ	Лист
											396
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значения
Осушка газа VAR в 2025-2026гг	тг/тыс.м3	11640
Стоимость 1 скважино-операции по:		
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	22605,22
Ликвидация	тыс.тг	13746,24
Ввод из консервации	тыс.тг	25379,87
Численность АУП для варианта УПП	чел	85
Численность АУП для варианта УКПП	чел	105
ФОТ на 1 работника ОПП в месяц	тг	859 834,18
Пособия и выплаты, путевки	тыс.тг/чел	1403,18
Затраты на обучение персонала от инвестиций	%	1
Численность АУП для варианта УПП	чел	11
Численность АУП для варианта УКПП	чел	14
ФОТ на 1 работника АУП в месяц	тг	1117784,4
Плата за загрязнение окр среды	тг/тн.н	2608,21

При проведении расчетов бралась во внимание инфляция – рост общего уровня цен и издержек, сопровождающаяся потерей покупательной способности денежной единицы. Расчет показателей эффективности производился в текущих (с учетом инфляции) ценах, отражающих изменение цены во времени и рассчитанных исходя из годового коэффициента инфляции 4% с 2026 года в течение проектно-рентабельного периода разработки месторождения.

Налоги и другие платежи

Выплаты и налоговые отчисления при эксплуатации месторождения рассчитаны, согласно Налоговому Законодательству Республики, Казахстан.

Налоги, подлежащие вычетам из совокупного годового дохода, для определения налогооблагаемого дохода:

Налог на добычу полезных ископаемых на экспорт по ставкам, согласно шкале, представленной в таблице 3.5.4, ставка на внутренний рынок рассчитана с понижающим коэффициентом 0,5.

Таблица 3.5.4 – Ставки налога на добычу конденсата

№№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки на экспорт, в %	Ставки на вн.рынок, в %
1.	до 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	до 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	до 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	до 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	до 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	до 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	до 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	до 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	до 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.5.5 – Ставки налога на добычу газа

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки, в %
1	до 1,0 млрд. куб. м включительно	0,5
2	до 2,0 млрд. куб. м включительно	1,0
3	свыше 2,0 млрд. куб. м	1,5

Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.6).

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены.

Таблица 3.5.6 – Ставки рентного налога на экспорт

№№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таможенная пошлина – обязательный платеж, взимаемый таможенными органами в связи с перемещением товаров через таможенную границу. Рассчитывается в соответствии с таможенным законодательством Таможенного союза (Таможенным кодексом Таможенного союза и Единым таможенным тарифом Таможенного союза Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации, международные договоры стран Таможенного союза);

Таблица 3.5.7 – Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	тнг./тонну
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

Налог на сверхприбыль, по ставкам, в таблице 3.5.8.

Таблица 3.5.8 – Ставки налога на сверхприбыль

№	Шкала распределения	Процент для расчета	Ставка, %

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

уровня	чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	
1	меньшее или равное 25 процентам	25	-
2	от 25 процентов до 30 процентов включительно	5	10
3	от 30 процентов до 40 процентов включительно	10	20
4	от 40 процентов до 50 процентов включительно	10	30
5	от 50 процентов до 60 процентов включительно	10	40
6	от 60 процентов до 70 процентов включительно	10	50
7	свыше 70 процентов	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 Налогового Кодекса	60

После определения налогооблагаемого дохода рассчитан корпоративный подоходный налог по ставке 20%.

Инв. № подл.	Инв. № подл.
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ		Лист
		399

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения по 1 варианту разработки со строительством УПГ

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения газодобывающих вертикальных скв	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4391665	731944	0	0	0
Итого строительство скважин	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4391665	731944	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5431026	4786915	819777	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг.	1 050 000	0	0	525 000	450 000	75 000	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	24 000	0	0	8 000	8 000	8 000	0	0	0
В том числе СМР	тыс.тг.	39 522 576	0	15 119 724	24 402 852	0	0	0	0	0
оборудование	тыс.тг.	37 140 263	0	14 208 348	22 931 915	0	0	0	0	0
прочие	тыс.тг.	3 441 877	0	2 054 971	1 386 906	0	0	0	0	0
Проектные работы	тыс.тг.	384 805	384 805	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	81 567 520	384 805	31 387 043	49 254 673	458 000	83 000	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	85 515 592	384 805	32 328 654	52 209 953	499 220	92 960	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	91 814 739	384 805	31 387 043	54 378 282	4 849 665	814 944	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	96 553 310	384 805	32 328 654	57 640 979	5 286 135	912 737	0	0	0

Таблица П.4.2.2 – Производственный доход по 1 варианту разработки со строительством УПГ

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Продажа продукции по направлениям													
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	137,092	1,3	1,4	8,0	7,9	7,9	7,5	7,1	6,6	6,2	5,9	5,6
на внутренний рынок	тыс. тонн	860,431	4,6	8,7	50,0	50,1	49,6	47,5	44,4	41,6	38,8	37,3	35,5
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	13618,238	48,4	82,7	494,1	495,6	494,3	494,7	495,2	497,4	496,5	496,9	497,1
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции													
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн		230112,0	230112,0	233496,0	233496,0	233496,0	242835,8	252549,3	262651,2	273157,3	284083,6	295446,9
на внутренний рынок	тг/тонн		93466,5	96101,5	99020,4	102126,6	106860,6	111135,0	115580,4	120203,6	125011,8	130012,2	135212,7
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		69225,4	70609,9	72022,1	73462,6	74931,8	76430,5	77959,1	79518,2	81108,6	82730,8	84385,4
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн		0,0	41932,8	43610,1	45354,5	47168,7	49055,4	51017,7	53058,4	55180,7	57387,9	59683,4
Производственная прибыль от реализации													
Конденсата													
на экспорт	тыс.тг.	41029162,6	293625,81	316497,06	1861411,54	1852643,37	1837239,58	1829745,43	1780702,79	1734653,10	1682123,64	1679467,17	1664139,18
на внутренний рынок	тыс.тг.	132066074,1	431952,44	836582,66	4951844,60	5113804,79	5298984,43	5277369,72	5135920,45	5003103,48	4851597,50	4843935,70	4799726,54
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	1284849186,6	3348996,48	5837082,24	35588908,84	36408417,09	37039892,81	37812389,17	38603789,32	39555761,97	40272395,00	41108700,09	41951467,79
СУГ	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	1 457 944 423,29	4074574,73	6990161,96	42402164,97	43374865,25	44176116,83	44919504,33	45520412,56	46293518,55	46806116,15	47632102,96	48415333,51

Продолжение таблицы П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям												
Конденсата												
на экспорт	тыс. тонн	5,3	5,0	5,2	5,2	5,4	5,3	5,0	4,2	4,7	4,3	4,7
на внутренний рынок	тыс. тонн	33,6	31,6	32,7	33,0	33,9	33,6	31,8	26,6	29,6	27,2	29,4
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	499,2	498,2	498,6	500,5	500,2	499,1	499,3	500,9	501,1	500,6	499,8
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции												
Конденсата												
на экспорт	тг/тонн	300716,1	306067,7	311502,3	317020,9	322624,1	328312,7	334087,3	339948,6	345897,3	351933,9	358059,1
на внутренний рынок	тг/тонн	140621,2	146246,1	152095,9	158179,8	164506,9	171087,2	177930,7	185047,9	192449,9	200147,9	208153,8
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	86073,1	87794,6	89550,5	91341,5	93168,3	95031,7	96932,3	98870,9	100848,4	102865,3	104922,6
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	62070,8	64553,6	67135,8	69821,2	72614,0	75518,6	78539,3	81680,9	84948,2	88346,1	91879,9
Производственная прибыль от реализации												
Конденсата												
на экспорт	тыс.тг.	1604348,2	1536244,5	1614457,2	1658292,6	1734588,7	1748907,6	1687044,4	1432459,4	1625680,0	1516368,0	1672896,7
на внутренний рынок	тыс.тг.	4728045,0	4626109,6	4967885,5	5214503,1	5574073,7	5743618,2	5662474,5	4914078,6	5700255,0	5434795,4	6128969,8
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	42970377,2	43738607,9	44652719,3	45717272,8	46605615,9	47431387,7	48397087,3	49525251,6	50539178,8	51493837,5	52445319,1
СУГ	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	49302770,3	49900962,0	51235062,0	52590068,5	53914278,3	54923913,5	55746606,2	55871789,6	57865113,8	58445000,9	60247185,6

Продолжение таблицы П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Продажа продукции по направлениям											
Конденсата											
на экспорт	тыс. тонн	3,8	2,8	2,3	1,8	1,7	1,4	1,1	0,9	0,8	0,7
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,9	17,3	14,7	11,5	10,8	8,7	7,1	6,0	5,1	4,3
Товарного газа											
на внутренний рынок	млн.м3	501,5	504,2	503,4	504,0	477,5	316,3	232,6	188,8	160,2	139,1
СУГ											
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции											
Конденсата											
на экспорт	тг/тонн	364273,3	370577,2	376971,1	383455,5	390030,7	396697,1	403455,0	410304,5	417246,0	424279,3
на внутренний рынок	тг/тонн	216479,9	225139,1	234144,7	243510,5	253250,9	263380,9	273916,2	284872,8	296267,7	308118,4
Товарного газа											
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	107021,1	109161,5	111344,7	113571,6	115843,1	118159,9	120523,1	122933,6	125392,3	127900,1
СУГ											
на внутренний рынок	тг/тонн	95555,1	99377,3	103352,4	107486,5	111786,0	116257,4	120907,7	125744,0	130773,8	136004,7
Производственная прибыль от реализации											
Конденсата											
на экспорт	тыс.тг.	1380929,3	1019537,4	877518,7	698261,1	666887,1	549731,7	455075,6	387799,5	338330,1	291556,2
на внутренний рынок	тыс.тг.	5171904,1	3903590,1	3434957,8	2794533,5	2728935,7	2300196,0	1947129,9	1696839,2	1513985,3	1334371,8
Товарного газа	тыс.тг.										
на внутренний рынок	тыс.тг.	53675929,4	55036425,4	56055494,5	57237011,5	55311305,4	37370265,0	28029520,9	23209264,7	20085346,3	17794167,6
СУГ	тыс.тг.										
на внутренний рынок	тыс.тг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	60228762,8	59959552,8	60367971,0	60729806,1	58707128,2	40220192,7	30431726,4	25293903,4	21937661,8	19420095,6

Таблица П.4.2.3 – Расчет операционных затрат, чистой прибыли по 1 варианту разработки со строительством УПГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	16 393 504,51	202,50	39 009,14	295 668,84	349 571,37	362 912,62	377 347,24	392 353,40	408 907,46	424 556,43	441 442,90
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	242 944,83	854,98	1 519,88	9 091,52	9 459,64	9 744,52	9 704,77	9 444,65	9 200,41	8 921,80	8 907,71
Затраты на материалы	тыс.тг.	4 657 124,64	16 389,54	29 135,33	174 279,74	181 336,26	186 797,31	186 035,35	181 049,05	176 367,05	171 026,23	170 756,14
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	17 060 703,25	37 598,83	39 102,78	183 001,03	317 201,79	329 889,86	343 085,45	356 808,87	371 081,22	385 924,47	401 361,45
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	11 207 778,51	24 700,00	25 688,00	120 219,84	208 381,06	216 716,30	225 384,95	234 400,35	243 776,36	253 527,42	263 668,51
Ремонт скважин	тыс.тг.	17 092 445,19	19 096,11	88 135,89	214 487,51	297 422,69	329 940,90	343 138,54	356 864,08	371 138,64	385 984,19	401 423,55
НИР	тыс.тг.	3 085 073,43	0,00	52 000,00	54 080,00	56 243,20	58 492,93	60 832,65	63 265,95	65 796,59	68 428,45	71 165,59
Услуги производственного характера	тыс.тг.	43 220 353,39	143 065,18	148 787,78	309 478,59	804 644,33	836 830,10	870 303,31	905 115,44	941 320,05	978 972,86	1 018 131,77
Транспортные услуги	тыс.тг.	18 209 553,14	40 130,70	41 735,92	195 324,13	338 561,82	352 104,29	366 188,47	380 836,01	396 069,45	411 912,22	428 388,71
Охрана труда	тыс.тг.	13 096 621,42	28 862,68	30 017,19	140 480,45	243 499,44	253 239,42	263 369,00	273 903,76	284 859,91	296 254,30	308 104,47
Охрана объектов	тыс.тг.	30 808 130,20	67 895,78	70 611,61	330 462,32	572 801,35	595 713,41	619 541,94	644 323,62	670 096,57	696 900,43	724 776,45
Страхование	тыс.тг.	9 818 275,49	35 700,66	37 128,69	173 762,27	180 712,76	187 941,27	195 458,92	203 277,28	211 408,37	219 864,71	228 659,29
Командировочные расходы	тыс.тг.	11 655,12	24,15	25,12	117,54	203,74	226,02	235,06	244,46	254,24	264,41	274,98
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	63 087 181,39	20 636,02	21 461,46	1 037 876,25	1 149 029,45	1 207 061,24	1 255 343,69	1 305 557,44	1 357 779,74	1 426 211,84	1 483 260,31
Затраты на персонал	тыс.тг.	8 579 403,32	2 806,35	2 918,60	141 143,71	156 259,75	164 151,66	170 717,72	177 546,43	184 648,29	193 954,56	201 712,74
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	2 584 787,92	9 096,49	16 170,63	96 728,39	100 644,88	103 675,86	103 252,97	100 485,48	97 886,88	94 922,63	94 772,73
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	4 781 711,68	10 538,06	10 959,59	51 290,86	88 904,16	92 460,33	96 158,74	100 005,09	104 005,29	108 165,50	112 492,12
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	4 602 589,52	0,00	0,00	78 511,83	74 458,72	66 729,11	294 942,68	260 729,33	230 484,72	203 748,50	180 113,67
Осушка газа	тыс.тг.	1 893 235,99	681 725,70	1 211 510,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	413 169,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	69 039,78	69 039,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	270 915 282,61	1 208 363,51	1 865 917,92	3 606 004,84	5 129 336,40	5 354 627,14	5 781 041,44	5 946 210,68	6 125 081,25	6 329 540,95	6 539 413,13
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	13 452 849,86	3 685,59	4 047,63	206 122,22	239 687,54	257 828,28	268 141,41	278 867,07	290 021,75	304 638,85	316 824,40
Налог на имущество	тыс.тг.	8 139 018,88	0,00	210 633,46	752 594,85	1 040 865,98	924 253,89	791 434,51	672 719,33	571 811,43	486 039,72	413 133,76
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	2 613 110,91	9 196,16	16 347,82	97 788,30	101 747,71	104 811,90	104 384,37	101 586,56	98 959,49	95 962,76	95 811,21
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 811 086,99	28 836,49	40 357,24	236 486,94	240 005,11	243 702,05	242 707,98	236 202,68	230 094,39	223 126,58	222 774,21
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	6 424 245,93	16 744,98	29 185,41	177 944,54	182 042,09	185 199,46	189 061,95	193 018,95	197 778,81	201 361,98	205 543,50
Итого производственных затрат	тыс.тг.	307 355 595,18	1 266 826,74	2 166 489,49	5 076 941,70	6 933 684,83	7 070 422,73	7 376 771,66	7 428 605,26	7 513 747,12	7 640 670,83	7 793 500,21
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	19 875 581,21	75 679,63	124 544,23	749 366,65	782 830,58	796 312,58	793 064,40	771 807,91	751 848,64	729 080,86	727 929,47
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 859 892,46	46 980,13	50 639,53	297 825,85	296 422,94	293 958,33	292 759,27	284 912,45	277 544,50	285 961,02	285 509,42
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 256 370,64	44 979,44	48 483,00	281 010,20	279 686,50	277 361,05	270 813,42	258 387,07	263 220,99	250 245,13	244 950,91
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	32 991 844,31	167 639,21	223 666,76	1 328 202,69	1 358 940,02	1 367 631,97	1 356 637,09	1 315 107,42	1 292 614,13	1 265 287,01	1 258 389,81
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	7 982 224,64	17 919,54	365 993,29	776 456,54	270 718,74	241 384,45	232 421,38	233 613,71	232 910,98	231 503,04	232 005,72
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	4 450 294,36	17 919,54	30 623,11	181 387,57	181 797,35	180 963,72	178 875,11	175 803,30	173 448,87	170 252,23	168 710,31
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	1 731 253,24	0,00	335 370,18	595 068,97	88 921,40	60 420,74	53 546,27	57 810,41	59 462,11	61 250,81	63 295,41
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	52 597 124,28	185 558,75	589 660,04	2 311 899,46	1 845 188,60	1 833 167,45	1 822 175,54	1 791 162,89	1 777 664,53	1 759 015,05	1 763 109,53
Итого затраты	тыс.тг.	359 952 719,47	1 452 385,48	2 756 149,53	7 388 841,16	8 778 873,43	8 903 590,18	9 198 947,20	9 219 768,15	9 291 411,65	9 399 685,88	9 556 609,74
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	1 457 944 423,29	4 074 574,73	6 990 161,96	42 402 164,97	43 374 865,25	44 176 116,83	44 919 504,33	45 520 412,56	46 293 518,55	46 806 116,15	47 632 102,96
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	359 952 719,47	1 452 385,48	2 756 149,53	7 388 841,16	8 778 873,43	8 903 590,18	9 198 947,20	9 219 768,15	9 291 411,65	9 399 685,88	9 556 609,74
Операционный доход	тыс.тг.	1 097 991 703,82	2 622 189,25	4 234 012,43	35 013 323,81	34 595 991,82	35 272 526,65	35 720 557,13	36 300 644,41	37 002 106,90	37 406 430,27	38 075 493,22
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	54 869 599,75	2 225,60	325 269,37	5 200 587,73	5 527 274,14	5 533 818,14	5 299 274,55	4 958 882,85	4 644 850,15	4 330 954,75	4 157 803,04
Балансовая прибыль	тыс.тг.	1 043 122 104,07	2 619 963,65	3 908 743,06	29 812 736,08	29 068 717,68	29 738 708,51	30 421 282,57	31 341 761,56	32 357 256,76	33 075 475,52	33 917 690,19
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	95 844 560,38	57 720,68	4 898 360,71	12 809 753,47	11 681 210,69	10 065 939,70	8 556 048,75	7 272 641,44	6 181 745,22	5 254 483,44	4 466 310,92
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 002 147 143,44	2 564 468,57	-664 348,29	22 203 570,34	22 914 781,14	25 206 586,94	27 164 508,38	29 028 002,97	30 820 361,68	32 151 946,83	33 609 182,30
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 002 811 491,73	2 564 468,57	0,00	22 203 570,34	22 914 781,14	25 206 586,94	27 164 508,38	29 028 002,97	30 820 361,68	32 151 946,83	33 609 182,30
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	200 429 428,69	512 893,71	0,00	4 307 844,41	4 582 956,23	5 041 317,39	5 432 901,68	5 805 600,59	6 164 072,34	6 430 389,37	6 721 836,46
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	842 692 675,38	2 107 069,93	3 908 743,06	25 504 891,66	24 485 761,45	24 697 391,12	24 988 380,90	25 536 160,96	26 193 184,42	26 645 086,15	27 195 853,73
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	279 159 089,69	674 619,95	0,00	3 998 164,82	4 112 258,85	5 496 178,73	6 662 292,18	7 801 488,63	8 843 535,58	9 634 680,84	10 427 599,30
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	563 533 585,69	1 432 449,99	3 908 743,06	21 506 726,84	20 373 502,60	19 201 212,39	18 326 088,72	17 734 672,33	17 349 648,85	17 010 405,31	16 768 254,43

Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	458 997,98	478 363,89	496 738,30	516 658,18	538 568,18	560 144,78	581 407,43	604 197,40	628 775,59	654 625,02	679 908,17
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	8 826,41	8 694,60	8 507,14	9 135,65	9 589,16	10 250,39	10 562,17	10 412,96	9 036,70	10 482,43	9 994,27
Затраты на материалы	тыс.тг.	169 197,70	166 670,82	163 077,44	175 125,56	183 819,21	196 494,62	202 471,33	199 610,89	173 228,79	200 942,71	191 584,85
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	417 415,91	434 112,55	451 477,05	469 536,13	488 317,58	507 850,28	528 164,29	549 290,86	571 262,50	594 113,00	617 877,52
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	274 215,25	285 183,86	296 591,22	308 454,87	320 793,06	333 624,78	346 969,78	360 848,57	375 282,51	390 293,81	405 905,56
Ремонт скважин	тыс.тг.	404 434,23	434 179,71	451 546,90	469 608,78	488 393,13	507 928,86	528 246,01	549 375,85	571 350,88	594 204,92	617 973,12
НИР	тыс.тг.	74 012,21	76 972,70	80 051,61	83 253,68	86 583,82	90 047,18	93 649,06	97 395,02	101 290,83	105 342,46	109 556,16
Услуги производственного характера	тыс.тг.	1 058 857,04	1 101 211,32	1 145 259,78	1 191 070,17	1 238 712,97	1 288 261,49	1 339 791,95	1 393 383,63	1 449 118,98	1 507 083,74	1 567 367,09
Транспортные услуги	тыс.тг.	445 524,26	463 345,23	481 879,04	501 154,20	521 200,37	542 048,38	563 730,32	586 279,53	609 730,71	634 119,94	659 484,74
Охрана труда	тыс.тг.	320 428,65	333 245,80	346 575,63	360 438,66	374 856,20	389 850,45	405 444,47	421 662,25	438 528,74	456 069,89	474 312,68
Охрана объектов	тыс.тг.	753 767,50	783 918,20	815 274,93	847 885,93	881 801,37	917 073,42	953 756,36	991 906,61	1 031 582,88	1 072 846,19	1 115 760,04
Страхование	тыс.тг.	237 805,67	247 317,89	257 210,61	267 499,03	278 198,99	289 326,95	300 900,03	312 936,03	325 453,47	338 471,61	352 010,48
Командировочные расходы	тыс.тг.	277,05	297,42	309,32	321,69	334,56	347,94	361,86	376,33	391,39	407,04	423,32
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 534 954,14	1 604 294,35	1 668 466,13	1 735 204,77	1 804 612,96	1 876 797,48	1 951 869,38	2 029 944,16	2 111 141,92	2 195 587,60	2 283 411,10
Затраты на персонал	тыс.тг.	208 742,73	218 172,50	226 899,40	235 975,38	245 414,39	255 230,97	265 440,21	276 057,82	287 100,13	298 584,14	310 527,50
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	93 907,77	92 505,30	90 510,91	97 197,84	102 022,97	109 058,05	112 375,23	110 787,63	96 145,09	111 526,82	106 333,04
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	116 991,81	121 671,48	126 538,34	131 599,87	136 863,87	142 338,42	148 031,96	153 953,24	160 111,37	166 515,82	173 176,46
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	318 440,97	281 501,82	248 847,61	219 981,28	194 463,46	257 858,54	227 946,95	201 505,10	178 130,51	157 467,37	139 201,16
Осушка газа	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	66 961,17	0,00	0,00	0,00	78 335,09	0,00	0,00	176 232,65	91 640,98	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	6 896 797,29	7 198 620,63	7 355 761,36	7 620 101,67	7 894 546,26	8 352 868,10	8 561 118,79	8 849 923,89	9 293 895,64	9 580 325,49	9 814 807,25
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	327 866,20	342 677,27	356 384,36	370 639,74	385 465,33	400 883,94	416 919,30	433 596,07	450 939,91	468 977,51	487 736,61
Налог на имущество	тыс.тг.	351 163,70	298 489,14	253 715,77	215 658,40	183 309,64	155 813,20	132 441,22	112 575,04	95 688,78	81 335,46	69 135,14
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	94 936,77	93 518,93	91 502,69	98 262,89	103 140,89	110 253,06	113 606,59	112 001,59	97 198,61	112 748,88	107 498,19
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	220 741,02	215 498,41	208 985,66	222 460,22	231 481,29	245 323,85	250 644,68	245 034,22	210 887,91	242 624,35	229 453,71
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	209 757,34	214 851,89	218 693,04	223 263,60	228 586,36	233 028,08	237 156,94	241 985,44	247 626,26	252 695,89	257 469,19
Итого производственных затрат	тыс.тг.	8 101 262,31	8 363 656,27	8 485 042,89	8 750 386,52	9 026 529,78	9 498 170,23	9 711 887,52	9 995 116,25	10 396 237,10	10 738 707,58	10 966 100,09
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	721 285,88	710 513,83	695 195,34	746 556,22	783 617,03	837 652,03	863 130,57	850 936,58	738 470,30	856 614,11	816 721,77
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	282 903,66	272 739,19	261 161,57	274 457,73	281 909,74	294 880,08	297 314,29	286 797,55	243 518,10	276 365,60	257 782,56
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	252 828,46	244 169,20	234 220,57	246 592,87	253 759,15	265 938,56	268 654,42	259 665,66	220 927,70	251 247,76	234 850,20
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 257 018,00	1 227 422,22	1 190 577,48	1 267 606,82	1 319 285,92	1 398 470,67	1 429 099,28	1 397 399,78	1 202 916,10	1 384 227,46	1 309 354,53
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	232 314,85	234 467,37	235 131,06	237 783,67	241 148,82	244 737,54	248 652,87	248 937,62	246 708,85	254 387,42	254 520,97
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	166 920,72	165 499,40	163 144,85	164 226,06	164 947,80	165 792,07	165 124,18	163 326,43	158 209,61	161 448,46	158 717,72
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	65 394,13	68 967,97	71 986,21	73 557,61	76 201,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 772 955,41	1 756 857,06	1 732 474,70	1 824 427,30	1 892 233,02	1 988 278,42	2 036 625,16	2 019 565,34	1 837 782,02	2 042 298,23	1 983 706,18
Итого затраты	тыс.тг.	9 874 217,72	10 120 513,34	10 217 517,59	10 574 813,82	10 918 762,80	11 486 448,64	11 748 512,68	12 014 681,59	12 234 019,12	12 781 005,81	12 949 806,27
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	48 415 333,51	49 302 770,32	49 900 962,04	51 235 062,00	52 590 068,53	53 914 278,30	54 923 913,51	55 746 606,19	55 871 789,65	57 865 113,82	58 445 000,86
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	9 874 217,72	10 120 513,34	10 217 517,59	10 574 813,82	10 918 762,80	11 486 448,64	11 748 512,68	12 014 681,59	12 234 019,12	12 781 005,81	12 949 806,27
Операционный доход	тыс.тг.	38 541 115,79	39 182 256,98	39 683 444,45	40 660 248,18	41 671 305,72	42 427 829,65	43 175 400,82	43 731 924,60	43 637 770,52	45 084 108,01	45 495 194,59
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	3 961 400,01	3 752 152,35	3 530 054,76	3 645 052,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	34 579 715,78	35 430 104,63	36 153 389,69	37 015 195,87	41 671 305,72	42 427 829,65	43 175 400,82	43 731 924,60	43 637 770,52	45 084 108,01	45 495 194,59
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 796 364,28	3 226 909,64	2 742 873,20	2 331 442,22	1 981 725,88	1 684 467,00	1 431 796,95	1 217 027,41	1 034 473,30	879 302,30	747 406,96
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	34 744 751,50	35 955 347,34	36 940 571,26	38 328 805,97	39 689 579,84	40 743 362,65	41 743 603,87	42 514 897,19	42 603 297,23	44 204 805,71	44 747 787,63
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	34 744 751,50	35 955 347,34	36 940 571,26	38 328 805,97	39 689 579,84	40 743 362,65	41 743 603,87	42 514 897,19	42 603 297,23	44 204 805,71	44 747 787,63
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	6 948 950,30	7 191 069,47	7 388 114,25	7 665 761,19	7 937 915,97	8 148 672,53	8 348 720,77	8 502 979,44	8 520 659,45	8 840 961,14	8 949 557,53
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	27 630 765,48	28 239 035,16	28 765 275,44	29 349 434,67	33 733 389,75	34 279 157,12	34 826 680,05	35 228 945,16	35 117 111,08	36 243 146,87	36 545 637,06
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	11 007 109,34	11 604 248,23	11 496 905,34	11 623 189,73	11 773 698,63	12 045 567,32	12 163 902,18	12 280 098,97	12 310 870,80	12 713 217,13	12 795 425,47
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	16 623 656,14	16 634 786,93	17 268 370,09	17 726 244,94	21 959 691,13	22 233 589,81	22 662 777,87	22 948 846,20	22 806 240,27	23 529 929,74	23 750 211,59

Продолжение таблицы П.4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
1	2	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	706 705,59	735 484,99	766 156,78	795 569,14	826 745,59	827 061,24	646 668,50	518 616,26	455 436,54	419 850,05	404 852,97
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	11 270,81	9 510,83	7 178,47	6 316,68	5 138,98	5 018,35	4 229,92	3 580,66	3 120,39	2 784,13	2 453,83
Затраты на материалы	тыс.тг.	216 055,56	182 317,53	137 607,52	121 087,52	98 511,58	96 199,16	81 085,43	68 639,31	59 816,18	53 370,30	47 038,65
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	642 592,62	668 296,32	695 028,17	722 829,30	751 742,47	781 812,17	813 084,66	845 608,05	879 432,37	914 609,66	951 194,05
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	422 141,78	439 027,46	456 588,55	474 852,10	493 846,18	513 600,03	534 144,03	555 509,79	577 730,18	600 839,39	624 872,96
Ремонт скважин	тыс.тг.	642 692,04	668 399,72	695 135,71	722 941,14	751 858,79	781 933,14	813 210,46	845 738,88	879 568,44	914 751,17	951 341,22
НИР	тыс.тг.	113 938,40	118 495,94	123 235,78	128 165,21	133 291,82	138 623,49	144 168,43	149 935,17	155 932,57	162 169,88	168 656,67
Услуги производственного характера	тыс.тг.	1 630 061,77	1 695 264,24	1 763 074,81	1 833 597,80	1 906 941,71	1 983 219,38	2 062 548,16	2 145 050,08	2 230 852,09	2 320 086,17	2 412 889,62
Транспортные услуги	тыс.тг.	685 864,13	713 298,70	741 830,64	771 503,87	802 364,02	834 458,58	867 836,93	902 550,41	938 652,42	976 198,52	1 015 246,46
Охрана труда	тыс.тг.	493 285,19	513 016,60	533 537,26	554 878,75	577 073,90	600 156,86	624 163,13	649 129,66	675 094,84	702 098,64	730 182,58
Охрана объектов	тыс.тг.	1 160 390,44	1 206 806,06	1 255 078,30	1 305 281,43	1 357 492,69	1 411 792,40	1 468 264,10	1 526 994,66	1 588 074,45	1 651 597,42	1 717 661,32
Страхование	тыс.тг.	366 090,90	380 734,53	395 963,91	411 802,47	428 274,57	445 405,55	463 221,77	481 750,65	501 020,67	521 061,50	541 903,96
Командировочные расходы	тыс.тг.	440,26	457,87	476,18	495,23	515,04	535,64	557,07	579,35	602,52	626,62	651,69
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	2 374 747,55	2 469 737,45	2 568 526,95	2 671 268,03	2 778 118,75	2 889 243,50	3 004 813,24	3 125 005,77	3 250 006,00	3 380 006,24	3 515 206,49
Затраты на персонал	тыс.тг.	322 948,60	335 866,55	349 301,21	363 273,26	377 804,19	392 916,35	408 633,01	424 978,33	441 977,46	459 656,56	478 042,82
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	119 914,72	101 189,51	76 374,65	67 205,75	54 675,70	53 392,26	45 003,87	38 096,05	33 199,05	29 621,48	26 107,29
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	180 103,51	187 307,66	194 799,96	202 591,96	210 695,64	219 123,46	227 888,40	237 003,94	246 484,10	256 343,46	266 597,20
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	123 053,82	108 779,58	96 161,15	85 006,46	75 145,71	66 428,80	58 723,06	51 911,19	45 889,49	40 566,31	35 860,62
Осушка газа	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	10 212 297,70	10 533 991,52	10 856 056,01	11 238 666,09	11 630 237,32	12 040 920,37	12 268 244,16	12 570 678,18	12 962 889,75	13 406 237,49	13 890 760,39
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	507 246,08	527 535,92	548 637,36	570 582,85	593 406,16	617 142,41	641 828,11	667 501,23	694 201,28	721 969,33	750 848,11
Налог на имущество	тыс.тг.	58 764,87	49 950,14	42 457,62	36 088,98	30 675,63	26 074,29	22 163,14	18 838,67	16 012,87	13 610,94	11 569,30
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	121 228,69	102 298,30	77 211,53	67 942,16	55 274,81	53 977,31	45 497,00	38 513,49	33 562,83	29 946,05	26 393,37
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	256 691,97	214 896,41	160 930,22	140 517,42	113 447,23	109 949,69	91 986,01	77 294,39	66 869,73	59 236,03	51 838,89
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	262 226,60	268 379,65	275 182,13	280 277,47	286 185,06	276 556,53	186 851,32	140 147,60	116 046,32	100 426,73	88 970,84
Итого производственных затрат	тыс.тг.	11 418 455,91	11 697 051,93	11 960 474,87	12 334 074,97	12 709 226,22	13 124 620,60	13 256 569,75	13 512 973,57	13 889 582,79	14 331 426,58	14 820 380,90
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	921 039,84	777 215,40	586 617,67	516 193,27	419 952,59	410 094,78	345 665,30	292 607,77	254 994,97	227 516,34	200 524,66
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	284 392,44	234 757,99	173 321,35	149 178,17	118 704,38	113 370,81	93 454,39	77 362,85	65 925,91	57 516,12	49 564,55
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	259 654,02	214 811,66	158 953,99	137 128,73	109 374,53	104 712,86	86 530,93	71 812,71	61 354,56	53 669,52	46 374,87
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 465 086,31	1 226 785,05	918 893,01	802 500,18	648 031,50	628 178,44	525 650,62	441 783,33	382 275,45	338 701,98	296 464,08
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	259 078,90	257 661,30	254 664,47	254 872,51	255 461,14	251 758,67	211 836,29	190 641,96	181 071,89	176 661,20	174 797,86
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	160 930,83	155 538,33	149 324,56	146 311,95	143 074,48	135 456,30	91 427,09	67 959,52	55 365,11	47 032,31	40 735,48
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	2 160 789,11	1 938 535,22	1 645 809,90	1 548 515,21	1 414 280,85	1 411 156,85	1 289 955,44	1 206 992,57	1 160 897,31	1 136 815,15	1 117 571,98
Итого затраты	тыс.тг.	13 579 245,03	13 635 587,15	13 606 284,76	13 882 590,18	14 123 507,07	14 535 777,45	14 546 525,19	14 719 966,13	15 050 480,10	15 468 241,73	15 937 952,88
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	60 247 185,61	60 228 762,80	59 959 552,79	60 367 970,98	60 729 806,08	58 707 128,25	40 220 192,65	30 431 726,40	25 293 903,39	21 937 661,76	19 420 095,58
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	13 579 245,03	13 635 587,15	13 606 284,76	13 882 590,18	14 123 507,07	14 535 777,45	14 546 525,19	14 719 966,13	15 050 480,10	15 468 241,73	15 937 952,88
Операционный доход	тыс.тг.	46 667 940,58	46 593 175,65	46 353 268,03	46 485 380,80	46 606 299,01	44 171 350,79	25 673 667,46	15 711 760,27	10 243 423,29	6 469 420,03	3 482 142,69
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	46 667 940,58	46 593 175,65	46 353 268,03	46 485 380,80	46 606 299,01	44 171 350,79	25 673 667,46	15 711 760,27	10 243 423,29	6 469 420,03	3 482 142,69
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	635 295,91	540 001,53	459 001,30	390 151,10	331 628,44	281 884,17	239 601,55	203 661,31	173 112,12	147 145,30	125 073,50
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	46 032 644,67	46 053 174,13	45 894 266,73	46 095 229,70	46 274 670,57	43 889 466,62	25 434 065,92	15 508 098,95	10 070 311,18	6 322 274,74	3 357 069,19
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	46 032 644,67	46 053 174,13	45 894 266,73	46 095 229,70	46 274 670,57	43 889 466,62	25 434 065,92	15 508 098,95	10 070 311,18	6 322 274,74	3 357 069,19
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	9 206 528,93	9 210 634,83	9 178 853,35	9 219 045,94	9 254 934,11	8 777 893,32	5 086 813,18	3 101 619,79	2 014 062,24	1 264 454,95	671 413,84
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	37 461 411,65	37 382 540,83	37 174 414,68	37 266 334,86	37 351 364,89	35 393 457,47	20 586 854,28	12 610 140,48	8 229 361,06	5 204 965,09	2 810 728,86
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	13 232 904,48	13 213 216,28	13 132 938,76	13 272 859,78	13 396 189,34	13 331 488,55	6 743 293,16	2 508 063,90	779 297,51	83 785,93	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	24 228 507,17	24 169 324,55	24 041 475,92	23 993 475,08	23 955 175,56	22 061 968,92	13 843 561,12	10 102 076,58	7 450 063,55	5 121 179,16	2 810 728,86

Таблица П.4.2.4 – Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения» по 1 варианту разработки со строительством УПГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	1 457 944 423	4 074 575	6 990 162	42 402 165	43 374 865	44 176 117	44 919 504	45 520 413	46 293 519	46 806 116	47 632 103	48 415 334
Итого приток средств	тыс.тг.	1 457 944 423	4 074 575	6 990 162	42 402 165	43 374 865	44 176 117	44 919 504	45 520 413	46 293 519	46 806 116	47 632 103	48 415 334
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	359 952 719	1 452 385	2 756 150	7 388 841	8 778 873	8 903 590	9 198 947	9 219 768	9 291 412	9 399 686	9 556 610	9 874 218
прямые затраты	тыс.тг.	270 915 283	1 208 364	1 865 918	3 606 005	5 129 336	5 354 627	5 781 041	5 946 211	6 125 081	6 329 541	6 539 413	6 896 797
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	36 440 313	58 463	300 572	1 470 937	1 804 348	1 715 796	1 595 730	1 482 395	1 388 666	1 311 130	1 254 087	1 204 465
расходы периода	тыс.тг.	52 597 124	185 559	589 660	2 311 899	1 845 189	1 833 167	1 822 176	1 791 163	1 777 665	1 759 015	1 763 110	1 772 955
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	96 553 310	384 805	32 328 654	57 640 979	5 286 135	912 737	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5 431 026	4 786 915	819 777	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	85 515 592	384 805	32 328 654	52 209 953	499 220	92 960	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	200 429 429	512 894	0	4 307 844	4 582 956	5 041 317	5 432 902	5 805 601	6 164 072	6 430 389	6 721 836	6 948 950
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	279 159 090	674 620	0	3 998 165	4 112 259	5 496 179	6 662 292	7 801 489	8 843 536	9 634 681	10 427 599	11 007 109
Баланс НДС	тыс.тг.	130 161 125	253 778	-3 358 798	-2 543 301	3 744 268	4 348 905	4 504 629	4 571 236	4 656 817	4 711 210	4 792 386	4 852 290
Итого отток средств	тыс.тг.	1 066 255 673	3 278 482	31 726 006	70 792 528	26 504 491	24 702 729	25 798 770	27 398 094	28 955 836	30 175 966	31 498 431	32 682 567
Поток денежной наличности	тыс.тг.	391 688 750	796 093	-24 735 844	-28 390 363	16 870 374	19 473 388	19 120 734	18 122 319	17 337 682	16 630 151	16 133 672	15 732 766
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	76 056 710	796 093	-22 314 699	-23 104 658	12 385 616	12 897 298	11 424 207	9 767 864	8 430 264	7 294 753	6 384 280	5 616 272
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	43 069 363	796 093	-21 509 429	-21 467 193	11 092 545	11 133 973	9 506 384	7 834 779	6 517 877	5 436 426	4 586 196	3 888 899
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	20 630 004	796 093	-20 613 203	-19 715 530	9 762 948	9 391 101	7 684 194	6 069 128	4 838 629	3 867 642	3 126 814	2 540 930
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	391 688 750	796 093	-23 939 751	-52 330 114	-35 459 740	-15 986 352	3 134 382	21 256 701	38 594 384	55 224 534	71 358 206	87 090 972
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	76 056 710	796 093	-21 518 606	-44 623 265	-32 237 648	-19 340 351	-7 916 143	1 851 720	10 281 984	17 576 737	23 961 018	29 577 289
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	43 069 363	796 093	-20 713 336	-42 180 530	-31 087 985	-19 954 012	-10 447 628	-2 612 849	3 905 028	9 341 453	13 927 650	17 816 549
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	20 630 004	796 093	-19 817 110	-39 532 640	-29 769 692	-20 378 591	-12 694 397	-6 625 269	-1 786 640	2 081 002	5 207 815	7 748 745

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	49 302 770	49 900 962	51 235 062	52 590 069	53 914 278	54 923 914	55 746 606	55 871 790	57 865 114	58 445 001	60 247 186
Итого приток средств	тыс.тг.	49 302 770	49 900 962	51 235 062	52 590 069	53 914 278	54 923 914	55 746 606	55 871 790	57 865 114	58 445 001	60 247 186
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	10 120 513	10 217 518	10 574 814	10 918 763	11 486 449	11 748 513	12 014 682	12 234 019	12 781 006	12 949 806	13 579 245
прямые затраты	тыс.тг.	7 198 621	7 355 761	7 620 102	7 894 546	8 352 868	8 561 119	8 849 924	9 293 896	9 580 325	9 814 807	10 212 298
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 165 036	1 129 282	1 130 285	1 131 984	1 145 302	1 150 769	1 145 192	1 102 341	1 158 382	1 151 293	1 206 158
расходы периода	тыс.тг.	1 756 857	1 732 475	1 824 427	1 892 233	1 988 278	2 036 625	2 019 565	1 837 782	2 042 298	1 983 706	2 160 789
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	7 191 069	7 388 114	7 665 761	7 937 916	8 148 673	8 348 721	8 502 979	8 520 659	8 840 961	8 949 558	9 206 529
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	11 604 248	11 496 905	11 623 190	11 773 699	12 045 567	12 163 902	12 280 099	12 310 871	12 713 217	12 795 425	13 232 904
Баланс НДС	тыс.тг.	4 939 094	5 009 652	5 130 164	5 258 049	5 354 548	5 454 477	5 536 765	5 552 568	5 729 243	5 799 119	5 946 794
Итого отток средств	тыс.тг.	33 854 925	34 112 189	34 993 929	35 888 427	37 035 236	37 715 612	38 334 525	38 618 117	40 064 427	40 493 909	41 965 473
Поток денежной наличности	тыс.тг.	15 447 846	15 788 773,35	16 241 133,10	16 701 641,91	16 879 042,28	17 208 301,10	17 412 081,25	17 253 672,59	17 800 686,41	17 951 092,31	18 281 712,77
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 974 796	4 586 908	4 256 496	3 948 748	3 600 082	3 311 058	3 022 344	2 701 712	2 514 540	2 287 583	2 101 683
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	3 320 410	2 951 035	2 639 638	2 360 421	2 074 341	1 838 961	1 618 033	1 394 185	1 250 771	1 096 817	971 320
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 079 094	1 770 816	1 517 959	1 300 834	1 095 542	930 761	784 819	648 066	557 177	468 237	397 384
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	102 538 817	118 327 591	134 568 724	151 270 366	168 149 408	185 357 709	202 769 790	220 023 463	237 824 149	255 775 242	274 056 955
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	34 552 085	39 138 993	43 395 489	47 344 237	50 944 318	54 255 377	57 277 720	59 979 432	62 493 972	64 781 555	66 883 238
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	21 136 959	24 087 993	26 727 631	29 088 052	31 162 393	33 001 354	34 619 387	36 013 573	37 264 343	38 361 160	39 332 480
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	9 827 839	11 598 655	13 116 615	14 417 448	15 512 990	16 443 751	17 228 570	17 876 636	18 433 813	18 902 050	19 299 434

Продолжение таблицы П.4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	60 228 763	59 959 553	60 367 971	60 729 806	58 707 128	40 220 193	30 431 726	25 293 903	21 937 662	19 420 096
Итого приток средств	тыс.тг.	60 228 763	59 959 553	60 367 971	60 729 806	58 707 128	40 220 193	30 431 726	25 293 903	21 937 662	19 420 096
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	13 635 587	13 606 285	13 882 590	14 123 507	14 535 777	14 546 525	14 719 966	15 050 480	15 468 242	15 937 953
прямые затраты	тыс.тг.	10 533 992	10 856 056	11 238 666	11 630 237	12 040 920	12 268 244	12 570 678	12 962 890	13 406 237	13 890 760
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 163 060	1 104 419	1 095 409	1 078 989	1 083 700	988 326	942 295	926 693	925 189	929 621
расходы периода	тыс.тг.	1 938 535	1 645 810	1 548 515	1 414 281	1 411 157	1 289 955	1 206 993	1 160 897	1 136 815	1 117 572
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	9 210 635	9 178 853	9 219 046	9 254 934	8 777 893	5 086 813	3 101 620	2 014 062	1 264 455	671 414
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	13 213 216	13 132 939	13 272 860	13 396 189	13 331 489	6 743 293	2 508 064	779 298	83 786	0
Баланс НДС	тыс.тг.	5 969 844	5 977 345	6 018 239	6 060 482	5 787 205	3 581 943	2 405 727	1 770 858	1 340 271	1 005 320
Итого отток средств	тыс.тг.	42 029 283	41 895 421	42 392 735	42 835 112	42 432 365	29 958 575	22 735 377	19 614 698	18 156 753	17 614 686
Поток денежной наличности	тыс.тг.	18 199 480,23	18 064 131,41	17 975 236,46	17 894 694,03	16 274 763,62	10 261 617,70	7 696 349,14	5 679 205,15	3 780 908,42	1 805 409,30
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 887 442	1 690 036	1 517 113	1 362 485	1 117 858	635 846	430 215	286 386	171 999	74 092
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	840 827	725 716	627 952	543 599	429 903	235 708	153 725	98 639	57 103	23 711
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	329 664	272 677	226 113	187 583	142 168	74 700	46 688	28 710	15 928	6 338
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	292 256 435	310 320 566	328 295 803	346 190 497	362 465 260	372 726 878	380 423 227	386 102 432	389 883 341	391 688 750
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	68 770 680	70 460 717	71 977 830	73 340 315	74 458 173	75 094 019	75 524 233	75 810 620	75 982 619	76 056 710
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	40 173 307	40 899 023	41 526 975	42 070 573	42 500 477	42 736 185	42 889 910	42 988 549	43 045 652	43 069 363
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	19 629 099	19 901 775	20 127 888	20 315 471	20 457 639	20 532 339	20 579 028	20 607 738	20 623 666	20 630 004

Таблица П.4.2.5 - Капитальные вложения, 3 вариант разработки со строительством УОГ

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения газодобывающих вертикальных скв	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4391665	731944	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4391665	731944	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5431026	4786915	819777	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство скважины	тыс.тг.	1 050 000	0	0	525 000	450 000	75 000	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	24 000	0	0	8 000	8 000	8 000	0	0
В том числе СМР	тыс.тг.	27 805 261		10 637 158	17 168 103				
оборудование	тыс.тг.	33 849 655		12 949 496	20 900 159				
прочие	тыс.тг.	3 042 718		1 743 312	1 299 406				
Проектные работы	тыс.тг.	384 805	384 805	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	66 156 439	384805	25329966	39900668	458000	83000	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	69 361 558	384805	26089865	42294709	499220	92960	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	76 403 657	384805	25329966	45024278	4849665	814944	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	80 399 276	384 805	26 089 865	47 725 734	5 286 135	912 737	0	0

Таблица П.4.2.6 - Производственный доход, 3 вариант разработки со строительством УОГ

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Продажа продукции по направлениям												
Конденсата												
на экспорт	тыс. тонн	138,111	1,3	1,4	8,0	7,9	7,9	7,5	7,1	6,6	6,2	5,9
на внутренний рынок	тыс. тонн	866,851	4,6	8,7	50,0	50,1	49,6	47,5	44,4	41,6	38,8	37,3
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	13841,772	48,4	82,7	494,1	495,6	494,3	494,7	495,2	497,4	496,5	496,9
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции												
Конденсата												
на экспорт	тг/тонн		230112,0	230112,0	233496,0	233496,0	233496,0	242835,8	252549,3	262651,2	273157,3	284083,6
на внутренний рынок	тг/тонн		0,0	96101,5	99020,4	102126,6	106860,6	111135,0	115580,4	120203,6	125011,8	130012,2
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		69225,4	69225,4	70609,9	72022,1	73462,6	74931,8	76430,5	77959,1	79518,2	81108,6
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн		40320,0	41932,8	43610,1	45354,5	47168,7	49055,4	51017,7	53058,4	55180,7	57387,9
Производственная прибыль от реализации												
Конденсата												
на экспорт	тыс.тг.	41471964,8	293625,81	316497,06	1861411,54	1852643,37	1837239,58	1829745,43	1780702,79	1734653,10	1682123,64	1679467,17
на внутренний рынок	тыс.тг.	133728403,1	0,00	836582,66	4951844,60	5113804,79	5298984,43	5277369,72	5135920,45	5003103,48	4851597,50	4843935,70
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	1288573287,3	3348996,48	5722629,65	34891087,09	35694526,56	36313620,41	37070969,78	37846852,28	38780158,80	39482740,20	40302647,15
СУГ	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	1 463 773 655,23	3642622,29	6875709,37	41704343,23	42660974,72	43449844,42	44178084,93	44763475,51	45517915,38	46016461,34	46826050,02

Продолжение таблицы П.4.2.6

Производственный доход	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям													
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	5,6	5,3	5,0	5,2	5,2	5,4	5,3	5,0	4,2	4,7	4,3	4,7
на внутренний рынок	тыс. тонн	35,5	33,6	31,6	32,7	33,0	33,9	33,6	31,8	26,6	29,6	27,2	29,4
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	497,1	499,2	498,2	498,6	500,5	500,2	499,1	499,3	500,9	501,1	500,6	499,8
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции													
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн	295446,9	300716,1	306067,7	311502,3	317020,9	322624,1	328312,7	334087,3	339948,6	345897,3	351933,9	358059,1
на внутренний рынок	тг/тонн	135212,7	140621,2	146246,1	152095,9	158179,8	164506,9	171087,2	177930,7	185047,9	192449,9	200147,9	208153,8
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	82730,8	84385,4	86073,1	87794,6	89550,5	91341,5	93168,3	95031,7	96932,3	98870,9	100848,4	102865,3
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн	59683,4	62070,8	64553,6	67135,8	69821,2	72614,0	75518,6	78539,3	81680,9	84948,2	88346,1	91879,9
Производственная прибыль от реализации													
Конденсата													
на экспорт	тыс.тг.	1664139,18	1604348,2	1536244,5	1614457,2	1658292,6	1734588,7	1748907,6	1687044,4	1432459,4	1625680,0	1516368,0	1672896,7
на внутренний рынок	тыс.тг.	4799726,54	4728045,0	4626109,6	4967885,5	5214503,1	5574073,7	5743618,2	5662474,5	4914078,6	5700255,0	5434795,4	6128969,8
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	41128889,99	42127820,7	42880988,2	43777175,7	44820855,7	45691780,3	46501360,5	47448124,8	48554168,3	49548214,5	50484154,4	51416979,5
СУГ	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	47592755,71	48460213,9	49043342,3	50359518,5	51693651,4	53000442,7	53993886,3	54797643,7	54900706,3	56874149,5	57435317,8	59218846,0

Продолжение таблицы П.4.2.6

Производственный доход	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Продажа продукции по направлениям													
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	3,8	2,8	2,3	1,8	1,7	1,4	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,9	17,3	14,7	11,5	10,8	8,7	7,1	6,0	5,1	4,3	3,5	2,9
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	501,5	504,2	503,4	504,0	477,5	316,3	232,6	188,8	160,2	139,1	121,3	102,3
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена реализации продукции													
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн	364273,3	370577,2	376971,1	383455,5	390030,7	396697,1	403455,0	410304,5	417246,0	424279,3	431404,7	438622,0
на внутренний рынок	тг/тонн	216479,9	225139,1	234144,7	243510,5	253250,9	263380,9	273916,2	284872,8	296267,7	308118,4	320443,2	333260,9
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	104922,6	107021,1	109161,5	111344,7	113571,6	115843,1	118159,9	120523,1	122933,6	125392,3	127900,1	130458,1
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн	95555,1	99377,3	103352,4	107486,5	111786,0	116257,4	120907,7	125744,0	130773,8	136004,7	141444,9	147102,7
Производственная прибыль от реализации													
Конденсата													
на экспорт	тыс.тг.	1380929,3	1019537,4	877518,7	698261,1	666887,1	549731,7	455075,6	387799,5	338330,1	291556,2	242625,4	200176,8
на внутренний рынок	тыс.тг.	5171904,1	3903590,1	3434957,8	2794533,5	2728935,7	2300196,0	1947129,9	1696839,2	1513985,3	1334371,8	1135772,0	958509,4
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	52623460,2	53957279,8	54956367,2	56114717,1	54226770,0	36637514,7	27479922,5	22754181,1	19691516,0	17445262,3	15509605,8	13341949,6
СУГ	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	59176293,6	58880407,2	59268843,6	59607511,7	57622592,8	39487442,4	29882128,0	24838819,8	21543831,4	19071190,3	16888003,2	14500635,9

Таблица П.4.2.7 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 3 вариант разработки со строительством УОГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	11 920 601,21	202,50	39 009,14	243 040,46	253 503,82	262 923,64	273 440,58	284 290,47	296 654,86	307 583,47	319 886,81
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	246 796,09	854,98	1 519,88	9 091,52	9 459,64	9 744,52	9 704,77	9 444,65	9 200,41	8 921,80	8 907,71
Затраты на материалы	тыс.тг.	4 730 951,26	16 389,54	29 135,33	174 279,74	181 336,26	186 797,31	186 035,35	181 049,05	176 367,05	171 026,23	170 756,14
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	19 078 756,54	37 598,83	39 102,78	183 001,03	317 201,79	329 889,86	343 085,45	356 808,87	371 081,22	385 924,47	401 361,45
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	12 533 508,99	24 700,00	25 688,00	120 219,84	208 381,06	216 716,30	225 384,95	234 400,35	243 776,36	253 527,42	263 668,51
Ремонт скважин	тыс.тг.	17 047 351,62	19 096,11	88 135,89	214 487,51	297 422,69	329 940,90	343 138,54	356 864,08	371 138,64	385 984,19	401 423,55
НИР	тыс.тг.	3 442 895,43	0,00	52 000,00	54 080,00	56 243,20	58 492,93	60 832,65	63 265,95	65 796,59	68 428,45	71 165,59
Услуги производственного характера	тыс.тг.	13 875 186,34	143 065,18	148 787,78	216 635,01	225 300,41	234 312,43	243 684,93	253 432,32	263 569,62	274 112,40	285 076,90
Транспортные услуги	тыс.тг.	20 363 500,03	40 130,70	41 735,92	195 324,13	338 561,82	352 104,29	366 188,47	380 836,01	396 069,45	411 912,22	428 388,71
Охрана труда	тыс.тг.	14 645 776,79	28 862,68	30 017,19	140 480,45	243 499,44	253 239,42	263 369,00	273 903,76	284 859,91	296 254,30	308 104,47
Охрана объектов	тыс.тг.	34 452 320,46	67 895,78	70 611,61	330 462,32	572 801,35	595 713,41	619 541,94	644 323,62	670 096,57	696 900,43	724 776,45
Страхование	тыс.тг.	10 967 978,93	35 700,66	37 128,69	173 762,27	180 712,76	187 941,27	195 458,92	203 277,28	211 408,37	219 864,71	228 659,29
Командировочные расходы	тыс.тг.	11 624,23	24,15	25,12	117,54	203,74	226,02	235,06	244,46	254,24	264,41	274,98
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	20 429 017,77	20 636,02	21 461,46	267 839,03	348 190,74	374 188,99	389 156,55	404 722,81	420 911,72	437 748,19	455 258,12
Затраты на персонал	тыс.тг.	2 778 199,61	2 806,35	2 918,60	36 424,18	47 351,44	50 887,01	52 922,49	55 039,39	57 240,97	59 530,61	61 911,83
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	2 625 763,02	9 096,49	16 170,63	96 728,39	100 644,88	103 675,86	103 252,97	100 485,48	97 886,88	94 922,63	94 772,73
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	5 347 324,29	10 538,06	10 959,59	51 290,86	88 904,16	92 460,33	96 158,74	100 005,09	104 005,29	108 165,50	112 492,12
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	3 897 112,30	0,00	0,00	64 520,81	62 090,66	55 795,75	246 617,20	218 009,61	192 720,49	170 364,91	150 602,58
Осушка газа VAR	тыс.тг.	1 188 193,74	23 280,00	1 164 913,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подготовка газа БГПЗ	тыс.тг.	344 127 623,94	0,00	0,00	6 959 301,20	7 259 152,59	7 529 862,00	7 837 626,84	8 158 561,05	8 523 668,54	8 848 250,79	9 209 093,39
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	413 169,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	69 039,78	69 039,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	544 192 692,27	549 917,81	1 819 321,37	9 531 086,31	10 790 962,45	11 224 912,22	11 855 835,39	12 278 964,29	12 756 707,18	13 199 687,14	13 696 581,35
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	4 356 620,86	3 685,59	4 047,63	53 192,83	72 632,59	79 926,77	83 123,84	86 448,79	89 906,74	93 503,01	97 243,13
Налог на имущество	тыс.тг.	6 791 879,57	0,00	170 861,18	615 806,44	861 386,14	771 696,03	661 760,33	562 496,28	478 121,84	406 403,56	345 443,03
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	2 654 535,00	9 196,16	16 347,82	97 788,30	101 747,71	104 811,90	104 384,37	101 586,56	98 959,49	95 962,76	95 811,21
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	5 880 824,86	18 037,68	40 357,24	236 486,94	240 005,11	243 702,05	242 707,98	236 202,68	230 094,39	223 126,58	222 774,21
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	6 442 866,44	16 744,98	28 613,15	174 455,44	178 472,63	181 568,10	185 354,85	189 234,26	193 900,79	197 413,70	201 513,24

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого производственных затрат	тыс.тг.	570 319 419,00	597 582,23	2 079 548,39	10 708 816,26	12 245 206,64	12 606 617,07	13 133 166,76	13 454 932,86	13 847 690,43	14 216 096,75	14 659 366,17
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	20 190 302,40	75 679,63	124 544,23	749 366,65	782 830,58	796 312,58	793 064,40	771 807,91	751 848,64	729 080,86	727 929,47
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 935 168,83	46 980,13	50 639,53	297 825,85	296 422,94	293 958,33	292 759,27	284 912,45	277 544,50	285 961,02	285 509,42
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 327 087,95	44 979,44	48 483,00	281 010,20	279 686,50	277 361,05	270 813,42	258 387,07	263 220,99	250 245,13	244 950,91
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	33 452 559,17	167 639,21	223 666,76	1 328 202,69	1 358 940,02	1 367 631,97	1 356 637,09	1 315 107,42	1 292 614,13	1 265 287,01	1 258 389,81
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	10 230 569,90	16 348,77	294 336,62	660 938,33	314 033,84	282 138,07	275 444,66	278 951,35	281 034,59	282 895,58	285 918,63
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	4 119 392,13	16 348,77	27 938,79	165 487,77	165 861,63	165 101,07	163 195,54	160 392,99	158 244,95	155 328,51	153 921,76
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	2 384 694,57	0,00	266 397,82	495 450,56	148 172,21	117 037,00	112 249,12	118 558,35	122 789,64	127 567,07	131 996,87
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	49 589 613,95	183 987,98	518 003,38	2 083 341,12	1 770 941,97	1 751 656,87	1 738 044,06	1 704 259,57	1 688 257,55	1 667 375,77	1 668 269,34
Итого затраты	тыс.тг.	619 909 032,95	781 570,21	2 597 551,77	12 792 157,38	14 016 148,61	14 358 273,94	14 871 210,81	15 159 192,43	15 535 947,98	15 883 472,52	16 327 635,51
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	1 463 773 655,23	3 642 622,29	6 875 709,37	41 704 343,23	42 660 974,72	43 449 844,42	44 178 084,93	44 763 475,51	45 517 915,38	46 016 461,34	46 826 050,02
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	619 909 032,95	781 570,21	2 597 551,77	12 792 157,38	14 016 148,61	14 358 273,94	14 871 210,81	15 159 192,43	15 535 947,98	15 883 472,52	16 327 635,51
Операционный доход	тыс.тг.	843 864 622,28	2 861 052,08	4 278 157,60	28 912 185,84	28 644 826,11	29 091 570,48	29 306 874,12	29 604 283,09	29 981 967,40	30 132 988,82	30 498 414,51
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	45 654 429,75	2 225,60	263 232,97	4 271 001,05	4 597 249,86	4 612 633,03	4 417 132,67	4 133 404,15	3 871 646,79	3 610 003,88	3 465 675,81
Балансовая прибыль	тыс.тг.	798 210 192,53	2 858 826,48	4 014 924,63	24 641 184,79	24 047 576,25	24 478 937,45	24 889 741,45	25 470 878,94	26 110 320,61	26 522 984,94	27 032 738,70
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	79 971 105,59	57 720,68	3 962 542,27	10 527 021,09	9 740 888,16	8 416 665,56	7 154 165,73	6 081 040,87	5 168 884,74	4 393 552,03	3 734 519,22
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	763 893 516,69	2 803 331,40	315 615,33	18 385 164,76	18 903 937,95	20 674 904,92	22 152 708,39	23 523 242,22	24 813 082,66	25 739 436,79	26 763 895,28
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	763 893 516,69	2 803 331,40	315 615,33	18 385 164,76	18 903 937,95	20 674 904,92	22 152 708,39	23 523 242,22	24 813 082,66	25 739 436,79	26 763 895,28
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	152 778 703,34	560 666,28	63 123,07	3 677 032,95	3 780 787,59	4 134 980,98	4 430 541,68	4 704 648,44	4 962 616,53	5 147 887,36	5 352 779,06
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	645 431 489,20	2 298 160,20	3 951 801,57	20 964 151,84	20 266 788,66	20 343 956,46	20 459 199,77	20 766 230,49	21 147 704,08	21 375 097,58	21 679 959,64
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	151 576 569,09	790 975,80	0,00	1 968 802,07	2 056 275,61	2 753 428,27	3 437 620,12	4 156 313,79	4 851 731,13	5 363 078,89	5 857 562,94
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	493 854 920,11	1 507 184,40	3 951 801,57	18 995 349,78	18 210 513,05	17 590 528,19	17 021 579,65	16 609 916,70	16 295 972,94	16 012 018,70	15 822 396,70

Продолжение таблицы П.4.2.7

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	332 579,64	347 044,23	359 896,47	374 454,74	390 676,60	406 095,14	421 195,80	437 839,49	455 763,36	474 692,31	492 630,69
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	8 826,41	8 694,60	8 507,14	9 135,65	9 589,16	10 250,39	10 562,17	10 412,96	9 036,70	10 482,43	9 994,27
Затраты на материалы	тыс.тг.	169 197,70	166 670,82	163 077,44	175 125,56	183 819,21	196 494,62	202 471,33	199 610,89	173 228,79	200 942,71	191 584,85
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	417 415,91	434 112,55	451 477,05	469 536,13	488 317,58	507 850,28	528 164,29	549 290,86	571 262,50	594 113,00	617 877,52
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	274 215,25	285 183,86	296 591,22	308 454,87	320 793,06	333 624,78	346 969,78	360 848,57	375 282,51	390 293,81	405 905,56
Ремонт скважин	тыс.тг.	404 434,23	434 179,71	451 546,90	469 608,78	488 393,13	507 928,86	528 246,01	549 375,85	571 350,88	594 204,92	617 973,12
НИР	тыс.тг.	74 012,21	76 972,70	80 051,61	83 253,68	86 583,82	90 047,18	93 649,06	97 395,02	101 290,83	105 342,46	109 556,16
Услуги производственного характера	тыс.тг.	296 479,97	308 339,17	320 672,74	333 499,65	346 839,63	360 713,22	375 141,75	390 147,42	405 753,31	421 983,45	438 862,78
Транспортные услуги	тыс.тг.	445 524,26	463 345,23	481 879,04	501 154,20	521 200,37	542 048,38	563 730,32	586 279,53	609 730,71	634 119,94	659 484,74
Охрана труда	тыс.тг.	320 428,65	333 245,80	346 575,63	360 438,66	374 856,20	389 850,45	405 444,47	421 662,25	438 528,74	456 069,89	474 312,68
Охрана объектов	тыс.тг.	753 767,50	783 918,20	815 274,93	847 885,93	881 801,37	917 073,42	953 756,36	991 906,61	1 031 582,88	1 072 846,19	1 115 760,04
Страхование	тыс.тг.	237 805,67	247 317,89	257 210,61	267 499,03	278 198,99	289 326,95	300 900,03	312 936,03	325 453,47	338 471,61	352 010,48
Командировочные расходы	тыс.тг.	277,05	297,42	309,32	321,69	334,56	347,94	361,86	376,33	391,39	407,04	423,32
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	465 831,85	492 407,18	512 103,46	532 587,60	553 891,11	576 046,75	599 088,62	623 052,17	647 974,25	673 893,22	700 848,95
Затраты на персонал	тыс.тг.	63 349,78	66 963,84	69 642,39	72 428,09	75 325,21	78 338,22	81 471,75	84 730,62	88 119,84	91 644,64	95 310,42
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	93 907,77	92 505,30	90 510,91	97 197,84	102 022,97	109 058,05	112 375,23	110 787,63	96 145,09	111 526,82	106 333,04
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	116 991,81	121 671,48	126 538,34	131 599,87	136 863,87	142 338,42	148 031,96	153 953,24	160 111,37	166 515,82	173 176,46
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	266 265,37	235 378,59	208 074,67	183 938,01	162 601,20	215 609,19	190 598,52	168 489,10	148 944,36	131 666,81	116 393,46
Осушка газа VAR	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подготовка газа БГПЗ	тыс.тг.	9 582 160,95	10 007 339,51	10 385 982,64	10 810 946,42	11 285 720,40	11 730 604,42	12 172 537,95	12 663 906,60	13 213 209,84	13 748 109,72	14 282 467,16
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	66 961,17	0,00	0,00	0,00	78 335,09	0,00	0,00	176 232,65	91 640,98	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	14 323 472,00	14 972 549,25	15 425 922,52	16 029 066,40	16 687 828,44	17 481 981,76	18 034 697,26	18 713 001,17	19 599 393,47	20 308 967,77	20 960 905,70
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	99 501,68	105 178,17	109 385,30	113 760,71	118 311,14	123 043,59	127 965,33	133 083,94	138 407,30	143 943,59	149 701,34
Налог на имущество	тыс.тг.	293 626,57	249 582,59	212 145,20	180 323,42	153 274,91	130 283,67	110 741,12	94 129,95	80 010,46	68 008,89	57 807,56
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	94 936,77	93 518,93	91 502,69	98 262,89	103 140,89	110 253,06	113 606,59	112 001,59	97 198,61	112 748,88	107 498,19
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	220 741,02	215 498,41	208 985,66	222 460,22	231 481,29	245 323,85	250 644,68	245 034,22	210 887,91	242 624,35	229 453,71
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	205 644,45	210 639,10	214 404,94	218 885,88	224 104,28	228 458,90	232 506,80	237 240,62	242 770,84	247 741,07	252 420,77
Итого производственных затрат	тыс.тг.	15 237 922,49	15 846 966,45	16 262 346,32	16 862 759,52	17 518 140,95	18 319 344,83	18 870 161,78	19 534 491,50	20 368 668,59	21 124 034,55	21 757 787,26
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	721 285,88	710 513,83	695 195,34	746 556,22	783 617,03	837 652,03	863 130,57	850 936,58	738 470,30	856 614,11	816 721,77
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	282 903,66	272 739,19	261 161,57	274 457,73	281 909,74	294 880,08	297 314,29	286 797,55	243 518,10	276 365,60	257 782,56
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	252 828,46	244 169,20	234 220,57	246 592,87	253 759,15	265 938,56	268 654,42	259 665,66	220 927,70	251 247,76	234 850,20
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 257 018,00	1 227 422,22	1 190 577,48	1 267 606,82	1 319 285,92	1 398 470,67	1 429 099,28	1 397 399,78	1 202 916,10	1 384 227,46	1 309 354,53

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	289 254,85	294 227,02	298 569,64	304 089,80	310 779,72	318 137,61	325 469,79	329 356,78	331 471,52	343 290,39	347 894,76
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	152 289,03	150 992,30	148 844,15	149 830,58	150 489,06	151 259,32	150 649,98	149 009,81	144 341,51	147 296,46	144 805,08
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	136 965,81	143 234,72	149 725,49	154 259,23	160 290,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 675 192,19	1 655 725,37	1 628 586,28	1 716 713,35	1 780 883,04	1 873 458,37	1 917 693,17	1 896 405,63	1 710 822,66	1 911 010,28	1 848 081,41
Итого затраты	тыс.тг.	16 913 114,68	17 502 691,82	17 890 932,60	18 579 472,87	19 299 023,99	20 192 803,20	20 787 854,95	21 430 897,13	22 079 491,25	23 035 044,84	23 605 868,67
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	47 592 755,71	48 460 213,90	49 043 342,28	50 359 518,49	51 693 651,41	53 000 442,69	53 993 886,30	54 797 643,70	54 900 706,28	56 874 149,53	57 435 317,77
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	16 913 114,68	17 502 691,82	17 890 932,60	18 579 472,87	19 299 023,99	20 192 803,20	20 787 854,95	21 430 897,13	22 079 491,25	23 035 044,84	23 605 868,67
Операционный доход	тыс.тг.	30 679 641,03	30 957 522,08	31 152 409,68	31 780 045,62	32 394 627,42	32 807 639,50	33 206 031,34	33 366 746,57	32 821 215,03	33 839 104,70	33 829 449,10
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	3 301 966,94	3 127 551,62	2 942 425,43	3 038 279,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	27 377 674,10	27 829 970,46	28 209 984,25	28 741 765,67	32 394 627,42	32 807 639,50	33 206 031,34	33 366 746,57	32 821 215,03	33 839 104,70	33 829 449,10
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 174 341,34	2 698 190,14	2 293 461,62	1 949 442,38	1 657 026,02	1 408 472,12	1 197 201,30	1 017 621,10	864 977,94	735 231,25	624 946,56
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	27 505 299,69	28 259 331,94	28 858 948,06	29 830 603,25	30 737 601,40	31 399 167,38	32 008 830,04	32 349 125,46	31 956 237,09	33 103 873,45	33 204 502,53
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	27 505 299,69	28 259 331,94	28 858 948,06	29 830 603,25	30 737 601,40	31 399 167,38	32 008 830,04	32 349 125,46	31 956 237,09	33 103 873,45	33 204 502,53
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 501 059,94	5 651 866,39	5 771 789,61	5 966 120,65	6 147 520,28	6 279 833,48	6 401 766,01	6 469 825,09	6 391 247,42	6 620 774,69	6 640 900,51
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	21 876 614,16	22 178 104,07	22 438 194,64	22 775 645,02	26 247 107,14	26 527 806,02	26 804 265,33	26 896 921,47	26 429 967,61	27 218 330,01	27 188 548,59
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	6 165 701,97	6 454 973,54	6 714 344,52	7 032 554,69	7 300 566,84	7 404 295,43	7 557 862,30	7 575 035,81	7 271 671,74	7 532 320,29	7 448 439,39
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	15 710 912,19	15 723 130,54	15 723 850,12	15 743 090,33	18 946 540,30	19 123 510,59	19 246 403,03	19 321 885,67	19 158 295,87	19 686 009,71	19 740 109,20

Продолжение таблицы П.4.2.7

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	2	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	512 090,37	533 085,16	555 660,95	576 308,46	599 073,30	590 282,06	407 209,93	311 657,31	263 181,66	232 237,83	209 736,26	190 037,62	166 636,07
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	11 270,81	9 510,83	7 178,47	6 316,68	5 138,98	5 018,35	4 229,92	3 580,66	3 120,39	2 784,13	2 453,83	2 088,62	1 762,64
Затраты на материалы	тыс.тг.	216 055,56	182 317,53	137 607,52	121 087,52	98 511,58	96 199,16	81 085,43	68 639,31	59 816,18	53 370,30	47 038,65	40 037,70	33 788,92
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	642 592,62	668 296,32	695 028,17	722 829,30	751 742,47	781 812,17	813 084,66	845 608,05	879 432,37	914 609,66	951 194,05	989 241,81	1 028 811,48
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	422 141,78	439 027,46	456 588,55	474 852,10	493 846,18	513 600,03	534 144,03	555 509,79	577 730,18	600 839,39	624 872,96	649 867,88	675 862,60
Ремонт скважин	тыс.тг.	642 692,04	668 399,72	695 135,71	722 941,14	751 858,79	781 933,14	813 210,46	845 738,88	879 568,44	914 751,17	954 588,26	247 348,72	64 310,67
НИР	тыс.тг.	113 938,40	118 495,94	123 235,78	128 165,21	133 291,82	138 623,49	144 168,43	149 935,17	155 932,57	162 169,88	168 656,67	175 402,94	182 419,05
Услуги производственного характера	тыс.тг.	456 417,30	474 673,99	493 660,95	513 407,38	533 943,68	555 301,43	577 513,48	600 614,02	624 638,58	649 624,13	675 609,09	702 633,46	730 738,79
Транспортные услуги	тыс.тг.	685 864,13	713 298,70	741 830,64	771 503,87	802 364,02	834 458,58	867 836,93	902 550,41	938 652,42	976 198,52	1 015 246,46	1 055 856,32	1 098 090,57
Охрана труда	тыс.тг.	493 285,19	513 016,60	533 537,26	554 878,75	577 073,90	600 156,86	624 163,13	649 129,66	675 094,84	702 098,64	730 182,58	759 389,89	789 765,48
Охрана объектов	тыс.тг.	1 160 390,44	1 206 806,06	1 255 078,30	1 305 281,43	1 357 492,69	1 411 792,40	1 468 264,10	1 526 994,66	1 588 074,45	1 651 597,42	1 717 661,32	1 786 367,77	1 857 822,48
Страхование	тыс.тг.	366 090,90	380 734,53	395 963,91	411 802,47	428 274,57	445 405,55	463 221,77	481 750,65	501 020,67	521 061,50	541 903,96	563 580,12	586 123,32
Командировочные расходы	тыс.тг.	440,26	457,87	476,18	495,23	515,04	535,64	557,07	579,35	602,52	626,62	647,31	669,44	691,55
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	728 882,91	758 038,23	788 359,76	819 894,15	852 689,91	886 797,51	922 269,41	959 160,19	997 526,59	1 037 427,66	870 100,62	687 727,53	602 304,53
Затраты на персонал	тыс.тг.	99 122,84	103 087,75	107 211,26	111 499,71	115 959,70	120 598,09	125 422,01	130 438,89	135 656,45	141 082,71	118 327,43	93 526,00	81 909,09
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	119 914,72	101 189,51	76 374,65	67 205,75	54 675,70	53 392,26	45 003,87	38 096,05	33 199,05	29 621,48	26 107,29	22 221,64	18 753,46
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	180 103,51	187 307,66	194 799,96	202 591,96	210 695,64	219 123,46	227 888,40	237 003,94	246 484,10	256 343,46	266 597,20	277 261,09	288 351,53
Техобслуживание и содержание ОС	тыс.тг.	102 891,82	90 956,37	80 405,43	71 078,40	62 833,31	55 544,64	49 101,46	43 405,69	38 370,63	33 919,64	29 984,96	26 506,71	23 431,93
Осушка газа VAR	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Подготовка газа БГПЗ	тыс.тг.	14 831 595,61	15 477 253,08	16 180 714,59	16 803 464,56	17 494 066,12	17 236 968,58	11 874 253,76	9 080 902,05	7 666 689,34	6 764 862,53	6 110 693,42	5 539 198,37	4 858 459,91
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	21 785 781,21	22 625 953,28	23 518 848,06	24 385 604,08	25 324 047,40	25 327 543,41	20 042 628,26	17 431 294,70	16 264 791,44	15 645 226,66	14 701 362,32	13 808 463,61	13 089 386,58
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	155 689,39	161 916,97	168 393,64	175 129,39	182 134,57	189 419,95	196 996,75	204 876,62	213 071,68	221 594,55	185 853,49	146 898,60	128 652,25
Налог на имущество	тыс.тг.	49 136,42	41 765,96	35 501,07	30 175,91	25 649,52	21 802,09	18 531,78	15 752,01	13 389,21	11 380,83	9 673,70	8 222,65	6 989,25
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	121 228,69	102 298,30	77 211,53	67 942,16	55 274,81	53 977,31	45 497,00	38 513,49	33 562,83	29 946,05	26 393,37	22 465,14	18 958,95
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	256 691,97	214 896,41	160 930,22	140 517,42	113 447,23	109 949,69	91 986,01	77 294,39	66 869,73	59 236,03	51 838,89	43 815,09	36 721,59
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	257 084,90	263 117,30	269 786,40	274 781,84	280 573,59	271 133,85	183 187,57	137 399,61	113 770,91	98 457,58	87 226,31	77 548,03	66 709,75
Итого производственных затрат	тыс.тг.	22 625 612,59	23 409 948,22	24 230 670,92	25 074 150,79	25 981 127,12	25 973 826,30	20 578 827,37	17 905 130,82	16 705 455,80	16 065 841,69	15 062 348,09	14 107 413,12	13 347 418,37
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	921 039,84	777 215,40	586 617,67	516 193,27	419 952,59	410 094,78	345 665,30	292 607,77	254 994,97	227 516,34	200 524,66	170 679,79	144 041,40
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	284 392,44	234 757,99	173 321,35	149 178,17	118 704,38	113 370,81	93 454,39	77 362,85	65 925,91	57 516,12	49 564,55	41 246,32	34 030,05
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	259 654,02	214 811,66	158 953,99	137 128,73	109 374,53	104 712,86	86 530,93	71 812,71	61 354,56	53 669,52	46 374,87	38 698,74	32 018,57
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 465 086,31	1 226 785,05	918 893,01	802 500,18	648 031,50	628 178,44	525 650,62	441 783,33	382 275,45	338 701,98	296 464,08	250 624,85	210 090,02
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	356 433,25	359 762,19	362 494,82	368 675,24	374 389,11	376 823,15	336 688,34	262 428,71	224 824,94	205 557,53	193 617,02	179 185,34	165 107,92
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	146 824,20	141 904,38	136 235,29	133 486,76	130 533,07	123 582,67	83 412,91	62 002,43	50 512,00	42 909,62	37 164,75	32 171,72	27 023,29
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	2 019 984,97	1 792 951,27	1 496 048,02	1 394 422,02	1 254 597,07	1 246 465,11	1 113 461,02	965 378,98	878 714,02	826 737,68	783 858,40	735 338,57	692 947,46
Итого затраты	тыс.тг.	24 645 597,56	25 202 899,49	25 726 718,93	26 468 572,81	27 235 724,19	27 220 291,41	21 692 288,39	18 870 509,80	17 584 169,82	16 892 579,38	15 846 206,49	14 842 751,69	14 040 365,83
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг.	59 218 846,02	59 176 293,60	58 880 407,19	59 268 843,63	59 607 511,74	57 622 592,84	39 487 442,36	29 882 127,95	24 838 819,77	21 543 831,44	19 071 190,33	16 888 003,22	14 500 635,87
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	24 645 597,56	25 202 899,49	25 726 718,93	26 468 572,81	27 235 724,19	27 220 291,41	21 692 288,39	18 870 509,80	17 584 169,82	16 892 579,38	15 846 206,49	14 842 751,69	14 040 365,83
Операционный доход	тыс.тг.	34 573 248,46	33 973 394,11	33 153 688,26	32 800 270,82	32 371 787,55	30 402 301,44	17 795 153,97	11 011 618,15	7 254 649,95	4 651 252,07	3 224 983,84	2 045 251,53	460 270,03
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	34 573 248,46	33 973 394,11	33 153 688,26	32 800 270,82	32 371 787,55	30 402 301,44	17 795 153,97	11 011 618,15	7 254 649,95	4 651 252,07	3 224 983,84	2 045 251,53	460 270,03
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	531 204,58	451 523,89	383 795,31	326 226,01	277 292,11	235 698,29	200 343,55	170 292,02	144 748,21	123 035,98	104 580,58	88 893,50	75 559,47
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	34 042 043,88	33 521 870,22	32 769 892,95	32 474 044,81	32 094 495,44	30 166 603,14	17 594 810,42	10 841 326,13	7 109 901,74	4 528 216,09	3 120 403,26	1 956 358,03	384 710,56

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	2	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	34 042 043,88	33 521 870,22	32 769 892,95	32 474 044,81	32 094 495,44	30 166 603,14	17 594 810,42	10 841 326,13	7 109 901,74	4 528 216,09	3 120 403,26	1 956 358,03	384 710,56
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	6 808 408,78	6 704 374,04	6 553 978,59	6 494 808,96	6 418 899,09	6 033 320,63	3 518 962,08	2 168 265,23	1 421 980,35	905 643,22	624 080,65	391 271,61	76 942,11
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	27 764 839,68	27 269 020,07	26 599 709,67	26 305 461,86	25 952 888,46	24 368 980,81	14 276 191,88	8 843 352,92	5 832 669,60	3 745 608,85	2 600 903,19	1 653 979,92	383 327,92
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	7 544 248,06	7 191 828,41	6 746 813,09	6 432 899,37	6 074 081,08	5 270 409,17	1 945 658,20	587 056,90	90 019,68	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	20 220 591,62	20 077 191,65	19 852 896,58	19 872 562,49	19 878 807,38	19 098 571,64	12 330 533,68	8 256 296,02	5 742 649,93	3 745 608,85	2 600 903,19	1 653 979,92	383 327,92

Таблица П.4.2.8 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 3 вариант разработки со строительством УОГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	1 463 773 655	3 642 622	6 875 709	41 704 343	42 660 975	43 449 844	44 178 085	44 763 476	45 517 915	46 016 461	46 826 050	47 592 756
Итого приток средств	тыс.тг.	1 463 773 655	3 642 622	6 875 709	41 704 343	42 660 975	43 449 844	44 178 085	44 763 476	45 517 915	46 016 461	46 826 050	47 592 756
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	619 909 033	781 570	2 597 552	12 792 157	14 016 149	14 358 274	14 871 211	15 159 192	15 535 948	15 883 473	16 327 636	16 913 115
прямые затраты	тыс.тг.	544 192 692	549 918	1 819 321	9 531 086	10 790 962	11 224 912	11 855 835	12 278 964	12 756 707	13 199 687	13 696 581	14 323 472
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	26 126 727	47 664	260 227	1 177 730	1 454 244	1 381 705	1 277 331	1 175 969	1 090 983	1 016 410	962 785	914 450
расходы периода	тыс.тг.	49 589 614	183 988	518 003	2 083 341	1 770 942	1 751 657	1 738 044	1 704 260	1 688 258	1 667 376	1 668 269	1 675 192
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	80 399 276	384 805	26 089 865	47 725 734	5 286 135	912 737	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5 431 026	4 786 915	819 777	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	69 361 558	384 805	26 089 865	42 294 709	499 220	92 960	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	152 778 703	560 666	63 123	3 677 033	3 780 788	4 134 981	4 430 542	4 704 648	4 962 617	5 147 887	5 352 779	5 501 060
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	151 576 569	790 976	0	1 968 802	2 056 276	2 753 428	3 437 620	4 156 314	4 851 731	5 363 079	5 857 563	6 165 702
Баланс НДС	тыс.тг.	94 526 144	281 146	-2 609 687	-2 226 763	2 877 907	3 452 483	3 577 578	3 606 933	3 649 750	3 667 251	3 706 969	3 727 252
Итого отток средств	тыс.тг.	1 099 189 725	2 799 163	26 140 852	63 936 964	28 017 254	25 611 904	26 316 951	27 627 087	29 000 046	30 061 689	31 244 947	32 307 129
Поток денежной наличности	тыс.тг.	364 583 930	843 460	-19 265 143	-22 232 621	14 643 721	17 837 941	17 861 134	17 136 388	16 517 870	15 954 772	15 581 103	15 285 627
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	76 559 571	843 460	-17 379 470	-18 093 362	10 750 888	11 814 135	10 671 625	9 236 451	8 031 639	6 998 501	6 165 622	5 456 652
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	45 962 555	843 460	-16 752 298	-16 811 056	9 628 484	10 198 900	8 880 140	7 408 534	6 209 679	5 215 643	4 429 122	3 778 373
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	24 904 178	843 460	-16 054 286	-15 439 320	8 474 375	8 602 402	7 177 989	5 738 942	4 609 834	3 710 570	3 019 722	2 468 714
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	364 583 930	843 460	-18 421 683	-40 654 304	-26 010 583	-8 172 643	9 688 491	26 824 879	43 342 749	59 297 521	74 878 624	90 164 251
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	76 559 571	843 460	-16 536 011	-34 629 373	-23 878 484	-12 064 350	-1 392 725	7 843 726	15 875 364	22 873 865	29 039 487	34 496 140
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	45 962 555	843 460	-15 908 839	-32 719 894	-23 091 410	-12 892 510	-4 012 369	3 396 164	9 605 843	14 821 487	19 250 609	23 028 982
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	24 904 178	843 460	-15 210 826	-30 650 146	-22 175 771	-13 573 369	-6 395 380	-656 438	3 953 396	7 663 966	10 683 689	13 152 403

Продолжение таблицы П.4.2.8

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	48 460 214	49 043 342	50 359 518	51 693 651	53 000 443	53 993 886	54 797 644	54 900 706	56 874 150	57 435 318	59 218 846	59 176 294
Итого приток средств	тыс.тг.	48 460 214	49 043 342	50 359 518	51 693 651	53 000 443	53 993 886	54 797 644	54 900 706	56 874 150	57 435 318	59 218 846	59 176 294
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	17 502 692	17 890 933	18 579 473	19 299 024	20 192 803	20 787 855	21 430 897	22 079 491	23 035 045	23 605 869	24 645 598	25 202 899
прямые затраты	тыс.тг.	14 972 549	15 425 923	16 029 066	16 687 828	17 481 982	18 034 697	18 713 001	19 599 393	20 308 968	20 960 906	21 785 781	22 625 953
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	874 417	836 424	833 693	830 313	837 363	835 465	821 490	769 275	815 067	796 882	839 831	783 995
расходы периода	тыс.тг.	1 655 725	1 628 586	1 716 713	1 780 883	1 873 458	1 917 693	1 896 406	1 710 823	1 911 010	1 848 081	2 019 985	1 792 951
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	5 651 866	5 771 790	5 966 121	6 147 520	6 279 833	6 401 766	6 469 825	6 391 247	6 620 775	6 640 901	6 808 409	6 704 374
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	6 454 974	6 714 345	7 032 555	7 300 567	7 404 295	7 557 862	7 575 036	7 271 672	7 532 320	7 448 439	7 544 248	7 191 828
Баланс НДС	тыс.тг.	3 764 518	3 791 942	3 863 752	3 936 843	3 984 496	4 034 492	4 060 843	4 013 626	4 129 619	4 139 313	4 225 389	4 174 857
Итого отток средств	тыс.тг.	33 374 050	34 169 008	35 441 901	36 683 954	37 861 428	38 781 976	39 536 601	39 756 037	41 317 759	41 834 522	43 223 644	43 273 959
Поток денежной наличности	тыс.тг.	15 086 164	14 874 333,90	14 917 617,91	15 009 697,33	15 139 015,08	15 211 910,67	15 261 042,83	15 144 669,58	15 556 390,85	15 600 796,02	15 995 202,27	15 902 335,06
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	4 858 320	4 321 248	3 909 628	3 548 724	3 228 956	2 926 932	2 648 972	2 371 468	2 197 509	1 988 075	1 838 824	1 649 208
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	3 242 669	2 780 119	2 424 530	2 121 300	1 860 501	1 625 617	1 418 146	1 223 767	1 093 075	953 213	849 836	734 697
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 030 416	1 668 256	1 394 258	1 169 054	982 605	822 780	687 865	568 849	486 928	406 932	347 683	288 054
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	105 250 415	120 124 749	135 042 367	150 052 064	165 191 079	180 402 990	195 664 033	210 808 702	226 365 093	241 965 889	257 961 092	273 863 427
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	39 354 460	43 675 708	47 585 336	51 134 059	54 363 015	57 289 947	59 938 919	62 310 387	64 507 896	66 495 971	68 334 795	69 984 003
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	26 271 650	29 051 770	31 476 300	33 597 600	35 458 102	37 083 719	38 501 865	39 725 632	40 818 707	41 771 919	42 621 755	43 356 453
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	15 182 819	16 851 075	18 245 333	19 414 387	20 396 992	21 219 772	21 907 637	22 476 486	22 963 415	23 370 347	23 718 030	24 006 083

Продолжение таблицы П.4.2.8

Составляющие	Ед.изм	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	58 880 407	59 268 844	59 607 512	57 622 593	39 487 442	29 882 128	24 838 820	21 543 831	19 071 190	16 888 003	14 500 636
Итого приток средств	тыс.тг.	58 880 407	59 268 844	59 607 512	57 622 593	39 487 442	29 882 128	24 838 820	21 543 831	19 071 190	16 888 003	14 500 636
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	25 726 719	26 468 573	27 235 724	27 220 291	21 692 288	18 870 510	17 584 170	16 892 579	15 846 206	14 842 752	14 040 366
прямые затраты	тыс.тг.	23 518 848	24 385 604	25 324 047	25 327 543	20 042 628	17 431 295	16 264 791	15 645 227	14 701 362	13 808 464	13 089 387
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	711 823	688 547	657 080	646 283	536 199	473 836	440 664	420 615	360 986	298 950	258 032
расходы периода	тыс.тг.	1 496 048	1 394 422	1 254 597	1 246 465	1 113 461	965 379	878 714	826 738	783 858	735 339	692 947
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	6 553 979	6 494 809	6 418 899	6 033 321	3 518 962	2 168 265	1 421 980	905 643	624 081	391 272	76 942
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	6 746 813	6 432 899	6 074 081	5 270 409	1 945 658	587 057	90 020	0	0	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	4 101 752	4 072 890	4 037 226	3 807 365	2 296 200	1 487 986	1 044 472	739 755	546 508	380 973	180 507
Итого отток средств	тыс.тг.	43 129 263	43 469 171	43 765 931	42 331 386	29 453 108	23 113 818	20 140 642	18 537 978	17 016 795	15 614 996	14 297 815
Поток денежной наличности	тыс.тг.	15 751 144,29	15 799 672,91	15 841 581,20	15 291 206,61	10 034 333,90	6 768 310,26	4 698 177,66	3 005 853,44	2 054 395,50	1 273 006,73	202 820,60
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	1 473 639	1 333 495	1 206 163	1 050 301	621 763	378 339	236 916	136 740	84 310	47 129	6 774
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	632 793	551 950	481 230	403 922	230 487	135 189	81 600	45 398	26 981	14 538	2 014
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	237 763	198 746	166 061	133 576	73 046	41 059	23 751	12 663	7 212	3 724	494
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	289 614 571	305 414 244	321 255 825	336 547 032	346 581 366	353 349 676	358 047 854	361 053 707	363 108 102	364 381 109	364 583 930
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	71 457 642	72 791 137	73 997 300	75 047 601	75 669 364	76 047 702	76 284 618	76 421 358	76 505 668	76 552 797	76 559 571
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	43 989 246	44 541 196	45 022 426	45 426 348	45 656 835	45 792 024	45 873 625	45 919 022	45 946 003	45 960 541	45 962 555
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	24 243 846	24 442 592	24 608 653	24 742 229	24 815 275	24 856 333	24 880 084	24 892 747	24 899 959	24 903 683	24 904 178

Таблица П.4.2.9 - Капитальные вложения, 4 вариант разработки со строительством первого пускового комплекса и УКПГ

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения газодобывающих вертикальных скв	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4 391 665,07	731944	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4391665	731944	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5431026	4786915	819777	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО									
Обустройство промысла									
Обустройство скважины	тыс.тг.	1 050 000	0	0	525 000	450 000	75 000	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	24 000	0	0	8 000	8 000	8 000	0	0
Проектные работы	тыс.тг.	384 805	384 805	0	0	0	0	0	0
Первый пусковой комплекс	тыс.тг.	31 050 754	0	31 050 754	0	0	0	0	0
УКПГ		62 093 342	0	0	62 093 342	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	94 602 901	384 805	31 050 754	62 626 342	458 000	83 000	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	99 343 184	384 805	31 982 276	66 383 923	499 220	92 960	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	104 850 119	384 805	31 050 754	67 749 952	4 849 665	814 944	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	110 380 902	384 805	31 982 276	71 814 949	5 286 135	912 737	0	0

Таблица П.4.2.10 - Производственный доход, 4 вариант разработки со строительством первого пускового комплекса и УКПГ

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Продажа продукции по направлениям													
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	137,655	1,3	1,4	8,0	7,9	7,9	7,5	7,1	6,6	6,2	5,9	5,6
на внутренний рынок	тыс. тонн	863,975	4,6	8,7	50,0	50,1	49,6	47,5	44,4	41,6	38,8	37,3	35,5
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	12154,274	48,4	82,7	439,1	440,4	439,3	439,8	440,4	442,6	442,1	442,5	442,9

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	1585,228	0,0	0,0	55,0	55,2	55,1	55,0	54,8	54,8	54,5	54,4	54,3
Цена реализации продукции													
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн		230112,0	230112,0	233496,0	233496,0	233496,0	242835,8	252549,3	262651,2	273157,3	284083,6	295446,9
на внутренний рынок	тг/тонн		93466,5	96101,5	99020,4	102126,6	106860,6	111135,0	115580,4	120203,6	125011,8	130012,2	135212,7
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		69225,4	70609,9	72022,1	73462,6	74931,8	76430,5	77959,1	79518,2	81108,6	82730,8	84385,4
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн		50577,0	63443,8	79583,9	99830,0	125226,8	130235,9	135445,3	140863,1	146497,6	152357,5	158451,8
Производственная прибыль от реализации													
Конденсата													
на экспорт	тыс.тг.	41271788,0	293625,81	316497,06	1861411,54	1852643,37	1837239,58	1829745,43	1780702,79	1734653,10	1682123,64	1679467,17	1664139,18
на внутренний рынок	тыс.тг.	133201846,1	431952,44	836582,66	4951844,60	5113804,79	5298984,43	5277369,72	5135920,45	5003103,48	4851597,50	4843935,70	4799726,54
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	1149242685,9	3348996,48	5837082,24	31626072,18	32352622,81	32914446,93	33612063,96	34333148,34	35197208,17	35855170,07	36612021,52	37373522,16
СУГ	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	325916677,8	0,00	0,00	4378903,60	5511515,15	6894485,38	7157264,14	7419768,56	7720987,95	7978351,12	8281111,70	8596082,93
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	1 649 632 997,79	4074574,73	6990161,96	42818231,92	44830586,12	46945156,32	47876443,25	48669540,13	49655952,70	50367242,34	51416536,09	52433470,80

Продолжение таблицы П.4.2.10

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям												
Конденсата												
на экспорт	тыс. тонн	5,3	5,0	5,2	5,2	5,4	5,3	5,0	4,2	4,7	4,3	4,7
на внутренний рынок	тыс. тонн	33,6	31,6	32,7	33,0	33,9	33,6	31,8	26,6	29,6	27,2	29,4
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	444,9	444,0	441,8	441,8	440,5	438,5	438,6	440,5	439,8	439,6	438,7
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	54,4	54,2	56,8	58,7	59,7	60,6	60,7	60,4	61,3	61,0	61,1
Цена реализации продукции												
Конденсата												
на экспорт	тг/тонн	300716,1	306067,7	311502,3	317020,9	322624,1	328312,7	334087,3	339948,6	345897,3	351933,9	358059,1
на внутренний рынок	тг/тонн	140621,2	146246,1	152095,9	158179,8	164506,9	171087,2	177930,7	185047,9	192449,9	200147,9	208153,8
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	86073,1	87794,6	89550,5	91341,5	93168,3	95031,7	96932,3	98870,9	100848,4	102865,3	104922,6
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	164789,9	171381,5	178236,8	185366,2	192780,9	200492,1	208511,8	216852,3	225526,4	234547,4	243929,3
Производственная прибыль от реализации												
Конденсата												
на экспорт	тыс.тг.	1604348,2	1536244,5	1614457,2	1658292,6	1734588,7	1748907,6	1687044,4	1432459,4	1625680,0	1516368,0	1672896,7
на внутренний рынок	тыс.тг.	4728045,0	4626109,6	4967885,5	5214503,1	5574073,7	5743618,2	5662474,5	4914078,6	5700255,0	5434795,4	6128969,8
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	38291799,2	38979027,0	39565272,6	40350982,2	41039086,0	41670462,6	42516873,4	43550541,7	44353672,6	45218465,1	46030684,2
СУГ	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	8957297,5	9291054,6	10125799,9	10890224,3	11518086,7	12154055,2	12648972,9	13104248,8	13832596,9	14308731,8	14913059,4
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	53581489,9	54432435,8	56273415,2	58114002,2	59865835,2	61317043,5	62515365,2	63001328,6	65512204,5	66478360,3	68745610,2

Продолжение таблицы П.4.2.10

Производственный доход	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Продажа продукции по направлениям												
Конденсата												
на экспорт	тыс. тонн	3,8	2,8	2,3	1,8	1,7	1,4	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,9	17,3	14,7	11,5	10,8	8,7	7,1	6,0	5,1	4,3	3,5

Производственный доход	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	440,8	443,8	443,4	443,8	419,2	277,1	203,7	165,4	140,4	121,9	106,2
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	60,8	60,4	60,1	60,2	58,3	39,2	28,8	23,4	19,8	17,2	15,0
Цена реализации продукции												
Конденсата												
на экспорт	тг/тонн	364273,3	370577,2	376971,1	383455,5	390030,7	396697,1	403455,0	410304,5	417246,0	424279,3	431404,7
на внутренний рынок	тг/тонн	216479,9	225139,1	234144,7	243510,5	253250,9	263380,9	273916,2	284872,8	296267,7	308118,4	320443,2
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	107021,1	109161,5	111344,7	113571,6	115843,1	118159,9	120523,1	122933,6	125392,3	127900,1	130458,1
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	253686,5	263834,0	274387,3	285362,8	296777,3	308648,4	320994,4	333834,1	347187,5	361075,0	375518,0
Производственная прибыль от реализации												
Конденсата												
на экспорт	тыс.тг.	1380929,3	1019537,4	877518,7	698261,1	666887,1	549731,7	455075,6	387799,5	338330,1	291556,2	242625,4
на внутренний рынок	тыс.тг.	5171904,1	3903590,1	3434957,8	2794533,5	2728935,7	2300196,0	1947129,9	1696839,2	1513985,3	1334371,8	1135772,0
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	47173999,9	48442544,9	49369038,8	50399589,1	48557421,7	32741903,8	24552635,8	20332298,7	17599025,3	15588384,9	13856621,6
СУГ	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	15412398,6	15936840,0	16477460,7	17179870,5	17302714,0	12089853,9	9260135,2	7812587,3	6884153,0	6227148,4	5650917,6
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	69139231,9	69302512,3	70158975,9	71072254,2	69255958,5	47681685,4	36214976,4	30229524,7	26335493,8	23441461,2	20885936,5

Таблица П.4.2.11 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 4 вариант разработки со строительством первого пускового комплекса и УКПГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	18 648 052,83	202,50	62 036,51	314 885,85	384 659,87	399 444,03	415 298,97	431 823,19	449 956,04	467 293,01	485 841,05
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	245 033,45	854,98	1 519,88	9 091,52	9 459,64	9 744,52	9 704,77	9 444,65	9 200,41	8 921,80	8 907,71
Затраты на материалы	тыс.тг.	4 697 162,34	16 389,54	29 135,33	174 279,74	181 336,26	186 797,31	186 035,35	181 049,05	176 367,05	171 026,23	170 756,14
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	18 049 945,06	37 598,83	39 102,78	183 001,03	317 201,79	329 889,86	343 085,45	356 808,87	371 081,22	385 924,47	401 361,45
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	11 857 646,39	24 700,00	25 688,00	120 219,84	208 381,06	216 716,30	225 384,95	234 400,35	243 776,36	253 527,42	263 668,51
Ремонт скважин	тыс.тг.	18 081 840,06	19 096,11	88 135,89	214 487,51	297 422,69	329 940,90	343 138,54	356 864,08	371 138,64	385 984,19	401 423,55
НИР	тыс.тг.	3 260 476,37	0,00	52 000,00	54 080,00	56 243,20	58 492,93	60 832,65	63 265,95	65 796,59	68 428,45	71 165,59
Услуги производственного характера	тыс.тг.	55 523 188,95	143 065,18	297 575,57	928 435,76	965 573,19	1 004 196,12	1 044 363,97	1 086 138,52	1 129 584,07	1 174 767,43	1 221 758,13
Транспортные услуги	тыс.тг.	19 265 409,46	40 130,70	41 735,92	195 324,13	338 561,82	352 104,29	366 188,47	380 836,01	396 069,45	411 912,22	428 388,71
Охрана труда	тыс.тг.	13 856 011,31	28 862,68	30 017,19	140 480,45	243 499,44	253 239,42	263 369,00	273 903,76	284 859,91	296 254,30	308 104,47
Охрана объектов	тыс.тг.	32 665 109,58	67 895,78	141 223,21	330 462,32	572 801,35	595 713,41	619 541,94	644 323,62	670 096,57	696 900,43	724 776,45
Страхование	тыс.тг.	10 456 112,99	35 700,66	111 386,07	173 762,27	180 712,76	187 941,27	195 458,92	203 277,28	211 408,37	219 864,71	228 659,29
Командировочные расходы	тыс.тг.	12 332,88	24,15	25,12	117,54	203,74	226,02	235,06	244,46	254,24	264,41	274,98
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	78 157 610,36	20 636,02	182 422,42	993 236,42	1 102 604,02	1 158 778,79	1 205 129,95	1 253 335,14	1 303 468,55	1 496 816,38	1 776 975,23
Затраты на персонал	тыс.тг.	10 628 873,36	2 806,35	24 808,14	135 073,02	149 946,22	157 585,59	163 889,01	170 444,57	177 262,36	203 556,27	241 655,86
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	1 043 874,31	0,00	0,00	20 209,91	21 089,55	21 872,35	22 706,00	23 538,78	24 494,38	25 310,85	26 271,34
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	2 607 009,56	9 096,49	16 170,63	96 728,39	100 644,88	103 675,86	103 252,97	100 485,48	97 886,88	94 922,63	94 772,73
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	5 058 972,76	10 538,06	10 959,59	51 290,86	88 904,16	92 460,33	96 158,74	100 005,09	104 005,29	108 165,50	112 492,12
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	5 356 554,81	0,00	28 561,47	91 272,13	85 738,82	76 700,73	339 017,21	299 691,22	264 927,03	234 195,50	207 028,82
Осушка газа VAR	тыс.тг.	681 725,70	681 725,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	413 169,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	69 039,78	69 039,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	310 635 152,20	1 208 363,51	1 182 503,74	4 226 438,70	5 304 984,47	5 535 520,02	6 002 791,91	6 169 880,07	6 351 633,41	6 704 036,22	7 174 282,15
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	16 668 771,19	3 685,59	34 404,87	197 256,75	230 003,20	247 515,15	257 415,76	267 712,39	278 420,88	319 719,98	379 561,91
Налог на имущество	тыс.тг.	9 315 870,79	0,00	208 425,30	838 868,81	1 204 557,90	1 063 392,03	909 701,92	773 246,64	657 259,64	558 670,69	474 870,09
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	2 635 576,05	9 196,16	16 347,82	97 788,30	101 747,71	104 811,90	104 384,37	101 586,56	98 959,49	95 962,76	95 811,21
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	6 089 727,89	24 971,14	42 289,43	246 737,18	250 844,06	254 304,54	253 267,23	246 478,91	240 104,86	232 833,91	232 466,21
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	5 746 213,43	16 744,98	29 185,41	158 130,36	161 763,11	164 572,23	168 060,32	171 665,74	175 986,04	179 275,85	183 060,11
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	351 091 311,54	1 262 961,39	1 513 156,57	5 765 220,11	7 253 900,45	7 370 115,87	7 695 621,50	7 730 570,30	7 802 364,33	8 090 499,41	8 540 051,68
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	20 046 261,00	75 679,63	124 544,23	749 366,65	782 830,58	796 312,58	793 064,40	771 807,91	751 848,64	729 080,86	727 929,47

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 901 138,77	46 980,13	50 639,53	297 825,85	296 422,94	293 958,33	292 759,27	284 912,45	277 544,50	285 961,02	285 509,42
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 295 069,38	44 979,44	48 483,00	281 010,20	279 686,50	277 361,05	270 813,42	258 387,07	263 220,99	250 245,13	244 950,91
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	33 242 469,15	167 639,21	223 666,76	1 328 202,69	1 358 940,02	1 367 631,97	1 356 637,09	1 315 107,42	1 292 614,13	1 265 287,01	1 258 389,81
Административные расходы	тыс.тг.	15 739 036,02	0,00	90 577,02	263 760,29	274 310,70	285 283,13	296 694,46	308 562,23	320 904,72	333 740,91	347 090,55
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	12 120 003,10	0,00	69 749,75	203 111,27	211 235,72	219 685,15	228 472,55	237 611,45	247 115,91	257 000,55	267 280,57
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	3 619 032,92	0,00	20 827,27	60 649,02	63 074,99	65 597,98	68 221,90	70 950,78	73 788,81	76 740,36	79 809,98
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	8 906 289,55	52 946,82	364 843,47	925 068,26	290 660,21	256 815,07	247 746,62	249 115,42	248 253,96	246 633,31	248 498,91
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	4 858 171,88	52 946,82	32 937,08	195 093,74	195 534,48	194 637,85	192 391,42	189 087,50	186 555,16	183 116,97	181 458,55
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	1 917 737,61	0,00	331 906,40	729 974,53	95 125,74	62 177,22	55 355,20	60 027,92	61 698,80	63 516,33	67 040,36
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	57 887 794,72	220 586,03	679 087,26	2 517 031,25	1 923 910,94	1 909 730,17	1 901 078,17	1 872 785,07	1 861 772,82	1 845 661,23	1 853 979,26
Итого затраты	тыс.тг.	408 979 106,26	1 483 547,41	2 192 243,83	8 282 251,36	9 177 811,39	9 279 846,04	9 596 699,67	9 603 355,37	9 664 137,15	9 936 160,64	10 394 030,94
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	1 649 632 997,79	4 074 574,73	6 990 161,96	42 818 231,92	44 830 586,12	46 945 156,32	47 876 443,25	48 669 540,13	49 655 952,70	50 367 242,34	51 416 536,09
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	408 979 106,26	1 483 547,41	2 192 243,83	8 282 251,36	9 177 811,39	9 279 846,04	9 596 699,67	9 603 355,37	9 664 137,15	9 936 160,64	10 394 030,94
Операционный доход	тыс.тг.	1 240 653 891,53	2 591 027,32	4 797 918,13	34 535 980,56	35 652 774,73	37 665 310,28	38 279 743,59	39 066 184,77	39 991 815,55	40 431 081,70	41 022 505,14
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	62 733 253,21	2 225,60	321 825,10	5 999 565,39	6 326 627,92	6 325 574,66	6 057 473,52	5 668 379,94	5 309 416,69	4 950 610,40	4 752 684,83
Балансовая прибыль	тыс.тг.	1 177 920 638,31	2 588 801,72	4 476 093,03	28 536 415,17	29 326 146,81	31 339 735,62	32 222 270,06	33 397 804,83	34 682 398,86	35 480 471,30	36 269 820,31
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	109 688 439,81	57 720,68	4 846 404,00	14 891 685,73	13 450 853,11	11 570 135,77	9 834 615,40	8 359 423,09	7 105 509,63	6 039 683,18	5 133 730,71
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 130 965 451,72	2 533 306,64	-48 485,87	19 644 294,83	22 201 921,62	26 095 174,51	28 445 128,19	30 706 761,67	32 886 305,92	34 391 398,51	35 888 774,44
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 131 013 937,59	2 533 306,64	0,00	19 644 294,83	22 201 921,62	26 095 174,51	28 445 128,19	30 706 761,67	32 886 305,92	34 391 398,51	35 888 774,44
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	226 193 090,34	506 661,33	0,00	3 919 161,79	4 440 384,32	5 219 034,90	5 689 025,64	6 141 352,33	6 577 261,18	6 878 279,70	7 177 754,89
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	951 727 547,97	2 082 140,39	4 476 093,03	24 617 253,38	24 885 762,49	26 120 700,72	26 533 244,43	27 256 452,49	28 105 137,67	28 602 191,60	29 092 065,43
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	306 544 815,22	652 806,60	0,00	2 361 553,88	3 331 613,64	5 356 704,17	6 745 567,84	8 110 609,64	9 365 027,15	10 222 987,32	10 982 594,68
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	645 182 732,75	1 429 333,79	4 476 093,03	22 255 699,50	21 554 148,85	20 763 996,54	19 787 676,59	19 145 842,86	18 740 110,52	18 379 204,28	18 109 470,74

Продолжение таблицы П.4.2.11

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)													
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	505 172,06	526 384,93	546 734,05	568 597,74	592 585,31	616 443,81	639 958,42	664 959,33	691 968,00	720 345,13	748 330,81	777 788,46
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	8 826,41	8 694,60	8 507,14	9 135,65	9 589,16	10 250,39	10 562,17	10 412,96	9 036,70	10 482,43	9 994,27	11 270,81
Затраты на материалы	тыс.тг.	169 197,70	166 670,82	163 077,44	175 125,56	183 819,21	196 494,62	202 471,33	199 610,89	173 228,79	200 942,71	191 584,85	216 055,56
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	417 415,91	434 112,55	451 477,05	469 536,13	488 317,58	507 850,28	528 164,29	549 290,86	571 262,50	594 113,00	617 877,52	642 592,62
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	274 215,25	285 183,86	296 591,22	308 454,87	320 793,06	333 624,78	346 969,78	360 848,57	375 282,51	390 293,81	405 905,56	422 141,78
Ремонт скважин	тыс.тг.	404 434,23	434 179,71	451 546,90	469 608,78	488 393,13	507 928,86	528 246,01	549 375,85	571 350,88	594 204,92	617 973,12	642 692,04
НИР	тыс.тг.	74 012,21	76 972,70	80 051,61	83 253,68	86 583,82	90 047,18	93 649,06	97 395,02	101 290,83	105 342,46	109 556,16	113 938,40
Услуги производственного характера	тыс.тг.	1 270 628,45	1 321 453,59	1 374 311,73	1 429 284,20	1 486 455,57	1 545 913,79	1 607 750,34	1 672 060,36	1 738 942,77	1 808 500,48	1 880 840,50	1 956 074,12
Транспортные услуги	тыс.тг.	445 524,26	463 345,23	481 879,04	501 154,20	521 200,37	542 048,38	563 730,32	586 279,53	609 730,71	634 119,94	659 484,74	685 864,13
Охрана труда	тыс.тг.	320 428,65	333 245,80	346 575,63	360 438,66	374 856,20	389 850,45	405 444,47	421 662,25	438 528,74	456 069,89	474 312,68	493 285,19
Охрана объектов	тыс.тг.	753 767,50	783 918,20	815 274,93	847 885,93	881 801,37	917 073,42	953 756,36	991 906,61	1 031 582,88	1 072 846,19	1 115 760,04	1 160 390,44
Страхование	тыс.тг.	237 805,67	247 317,89	257 210,61	267 499,03	278 198,99	289 326,95	300 900,03	312 936,03	325 453,47	338 471,61	352 010,48	366 090,90
Командировочные расходы	тыс.тг.	277,05	297,42	309,32	321,69	334,56	347,94	361,86	376,33	391,39	407,04	423,32	440,26
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 840 417,65	1 921 976,40	1 998 855,46	2 078 809,68	2 161 962,07	2 248 440,55	2 338 378,17	2 431 913,30	2 529 189,83	2 630 357,42	2 735 571,72	2 844 994,59
Затраты на персонал	тыс.тг.	250 283,57	261 374,98	271 829,98	282 703,18	294 011,30	305 771,76	318 002,63	330 722,73	343 951,64	357 709,71	372 018,10	386 898,82
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	27 270,57	28 416,50	29 475,33	32 123,51	34 548,60	36 540,46	38 558,03	40 128,13	41 572,46	43 883,11	45 393,62	47 310,81
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	93 907,77	92 505,30	90 510,91	97 197,84	102 022,97	109 058,05	112 375,23	110 787,63	96 145,09	111 526,82	106 333,04	119 914,72
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	116 991,81	121 671,48	126 538,34	131 599,87	136 863,87	142 338,42	148 031,96	153 953,24	160 111,37	166 515,82	173 176,46	180 103,51
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	366 026,96	323 567,83	286 033,96	252 854,02	223 522,95	296 391,44	262 010,03	231 616,87	204 749,31	180 998,39	160 002,58	141 442,28
Осушка газа VAR	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	66 961,17	0,00	0,00	0,00	78 335,09	0,00	0,00	176 232,65	91 640,98	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	7 576 603,68	7 898 250,97	8 076 790,65	8 365 584,21	8 665 860,10	9 164 076,63	9 399 320,48	9 716 236,49	10 190 002,52	10 508 771,85	10 776 549,55	11 209 289,45
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	393 113,21	410 534,16	426 955,53	444 033,75	461 795,10	480 266,90	499 477,58	519 456,68	540 234,95	561 844,35	584 318,12	607 690,84
Налог на имущество	тыс.тг.	403 639,58	343 093,64	291 629,59	247 885,16	210 702,38	179 097,02	152 232,47	129 397,60	109 987,96	93 489,77	79 466,30	67 546,36
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	94 936,77	93 518,93	91 502,69	98 262,89	103 140,89	110 253,06	113 606,59	112 001,59	97 198,61	112 748,88	107 498,19	121 228,69
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	230 344,56	224 773,04	217 882,40	231 826,91	241 120,19	255 425,38	260 849,37	254 897,48	219 279,72	252 167,85	238 374,36	266 554,78
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	186 867,61	191 459,00	194 895,14	197 826,36	201 754,91	205 195,43	208 352,31	212 584,37	217 752,71	221 768,36	226 092,33	230 153,42
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	8 885 505,41	9 161 629,74	9 299 656,00	9 585 419,27	9 884 373,58	10 394 314,42	10 633 838,80	10 944 574,21	11 374 456,46	11 750 791,06	12 012 298,84	12 502 463,54
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг													
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	721 285,88	710 513,83	695 195,34	746 556,22	783 617,03	837 652,03	863 130,57	850 936,58	738 470,30	856 614,11	816 721,77	921 039,84
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	282 903,66	272 739,19	261 161,57	274 457,73	281 909,74	294 880,08	297 314,29	286 797,55	243 518,10	276 365,60	257 782,56	284 392,44
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	252 828,46	244 169,20	234 220,57	246 592,87	253 759,15	265 938,56	268 654,42	259 665,66	220 927,70	251 247,76	234 850,20	259 654,02
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 257 018,00	1 227 422,22	1 190 577,48	1 267 606,82	1 319 285,92	1 398 470,67	1 429 099,28	1 397 399,78	1 202 916,10	1 384 227,46	1 309 354,53	1 465 086,31
Административные расходы	тыс.тг.	360 974,17	375 413,14	390 429,66	406 046,85	422 288,72	439 180,27	456 747,48	475 017,38	494 018,08	513 778,80	534 329,95	555 703,15
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	277 971,79	289 090,67	300 654,29	312 680,46	325 187,68	338 195,19	351 723,00	365 791,92	380 423,59	395 640,54	411 466,16	427 924,81
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	83 002,38	86 322,47	89 775,37	93 366,39	97 101,04	100 985,08	105 024,49	109 225,47	113 594,49	118 138,26	122 863,80	127 778,35

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	251 276,55	253 771,05	254 455,06	257 403,36	261 067,58	264 978,40	269 242,21	269 661,05	267 326,75	275 548,00	275 798,60	280 856,72
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	179 533,73	178 005,01	175 472,55	176 635,45	177 411,73	178 319,80	177 601,44	175 667,85	170 164,39	173 647,97	170 710,88	173 091,23
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	71 742,82	75 766,04	78 982,51	80 767,91	83 655,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 869 268,71	1 856 606,41	1 835 462,20	1 931 057,02	2 002 642,22	2 102 629,34	2 155 088,97	2 142 078,21	1 964 260,94	2 173 554,26	2 119 483,09	2 301 646,18
Итого затраты	тыс.тг.	10 754 774,13	11 018 236,15	11 135 118,20	11 516 476,30	11 887 015,79	12 496 943,76	12 788 927,77	13 086 652,42	13 338 717,40	13 924 345,33	14 131 781,93	14 804 109,72
Доходы (убытки)													
Производственный доход	тыс.тг.	52 433 470,80	53 581 489,92	54 432 435,76	56 273 415,18	58 114 002,21	59 865 835,17	61 317 043,54	62 515 365,22	63 001 328,55	65 512 204,53	66 478 360,26	68 745 610,19
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	10 754 774,13	11 018 236,15	11 135 118,20	11 516 476,30	11 887 015,79	12 496 943,76	12 788 927,77	13 086 652,42	13 338 717,40	13 924 345,33	14 131 781,93	14 804 109,72
Операционный доход	тыс.тг.	41 678 696,67	42 563 253,76	43 297 317,56	44 756 938,88	46 226 986,42	47 368 891,41	48 528 115,77	49 428 712,80	49 662 611,15	51 587 859,20	52 346 578,33	53 941 500,46
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	4 528 181,24	4 288 995,27	4 035 120,85	4 166 571,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	37 150 515,43	38 274 258,49	39 262 196,70	40 590 367,08	46 226 986,42	47 368 891,41	48 528 115,77	49 428 712,80	49 662 611,15	51 587 859,20	52 346 578,33	53 941 500,46
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	4 363 671,10	3 709 120,43	3 152 752,37	2 679 839,51	2 277 863,59	1 936 184,05	1 645 756,44	1 398 892,98	1 189 059,03	1 010 700,17	859 095,15	730 230,88
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	37 315 025,58	38 854 133,33	40 144 565,19	42 077 099,37	43 949 122,83	45 432 707,36	46 882 359,33	48 029 819,82	48 473 552,13	50 577 159,03	51 487 483,18	53 211 269,59
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	37 315 025,58	38 854 133,33	40 144 565,19	42 077 099,37	43 949 122,83	45 432 707,36	46 882 359,33	48 029 819,82	48 473 552,13	50 577 159,03	51 487 483,18	53 211 269,59
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	7 463 005,12	7 770 826,67	8 028 913,04	8 415 419,87	8 789 824,57	9 086 541,47	9 376 471,87	9 605 963,96	9 694 710,43	10 115 431,81	10 297 496,64	10 642 253,92
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	29 687 510,32	30 503 431,83	31 233 283,67	32 174 947,21	37 437 161,85	38 282 349,94	39 151 643,90	39 882 748,83	39 967 900,73	41 472 427,40	42 049 081,70	43 299 246,55
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	11 701 313,43	12 462 983,60	12 608 982,74	12 775 630,66	12 969 407,73	13 288 613,14	13 453 303,18	13 611 702,79	13 685 705,07	14 153 519,68	14 287 931,15	14 789 775,90
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	17 986 196,88	18 040 448,22	18 624 300,93	19 399 316,55	24 467 754,12	24 993 736,80	25 698 340,72	26 211 046,04	26 282 195,66	27 318 907,72	27 761 150,55	28 509 470,64

Продолжение таблицы П.4.2.11

Составляющие	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	809 411,17	843 040,01	875 700,21	909 902,49	913 544,42	734 185,37	594 195,13	525 748,10	488 390,18	476 134,70	467 092,00
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	9 510,83	7 178,47	6 316,68	5 138,98	5 018,35	4 229,92	3 580,66	3 120,39	2 784,13	2 453,83	2 088,62
Затраты на материалы	тыс.тг.	182 317,53	137 607,52	121 087,52	98 511,58	96 199,16	81 085,43	68 639,31	59 816,18	53 370,30	47 038,65	40 037,70
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	668 296,32	695 028,17	722 829,30	751 742,47	781 812,17	813 084,66	845 608,05	879 432,37	914 609,66	951 194,05	989 241,81
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	439 027,46	456 588,55	474 852,10	493 846,18	513 600,03	534 144,03	555 509,79	577 730,18	600 839,39	624 872,96	649 867,88
Ремонт скважин	тыс.тг.	668 399,72	695 135,71	722 941,14	751 858,79	781 933,14	813 210,46	845 738,88	879 568,44	914 751,17	951 341,22	989 394,87
НИР	тыс.тг.	118 495,94	123 235,78	128 165,21	133 291,82	138 623,49	144 168,43	149 935,17	155 932,57	162 169,88	168 656,67	175 402,94
Услуги производственного характера	тыс.тг.	2 034 317,09	2 115 689,77	2 200 317,36	2 288 330,06	2 379 863,26	2 475 057,79	2 574 060,10	2 677 022,50	2 784 103,40	2 895 467,54	3 011 286,24
Транспортные услуги	тыс.тг.	713 298,70	741 830,64	771 503,87	802 364,02	834 458,58	867 836,93	902 550,41	938 652,42	976 198,52	1 015 246,46	1 055 856,32
Охрана труда	тыс.тг.	513 016,60	533 537,26	554 878,75	577 073,90	600 156,86	624 163,13	649 129,66	675 094,84	702 098,64	730 182,58	759 389,89
Охрана объектов	тыс.тг.	1 206 806,06	1 255 078,30	1 305 281,43	1 357 492,69	1 411 792,40	1 468 264,10	1 526 994,66	1 588 074,45	1 651 597,42	1 717 661,32	1 786 367,77
Страхование	тыс.тг.	380 734,53	395 963,91	411 802,47	428 274,57	445 405,55	463 221,77	481 750,65	501 020,67	521 061,50	541 903,96	563 580,12
Командировочные расходы	тыс.тг.	457,87	476,18	495,23	515,04	535,64	557,07	579,35	602,52	626,62	651,69	677,76
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	2 958 794,37	3 077 146,15	3 200 231,99	3 328 241,27	3 461 370,92	3 599 825,76	3 743 818,79	3 893 571,54	4 049 314,40	4 211 286,98	4 379 738,46
Затраты на персонал	тыс.тг.	402 374,77	418 469,76	435 208,55	452 616,90	470 721,57	489 550,43	509 132,45	529 497,75	550 677,66	572 704,77	595 612,96
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	48 894,93	50 558,69	52 273,78	54 502,14	54 891,85	38 354,36	29 377,24	24 784,98	21 839,57	19 755,26	17 927,21
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	101 189,51	76 374,65	67 205,75	54 675,70	53 392,26	45 003,87	38 096,05	33 199,05	29 621,48	26 107,29	22 221,64
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	187 307,66	194 799,96	202 591,96	210 695,64	219 123,46	227 888,40	237 003,94	246 484,10	256 343,46	266 597,20	277 261,09
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	125 034,97	110 530,92	97 709,33	86 375,05	76 355,54	67 498,30	59 668,50	52 746,95	46 628,30	41 219,42	36 437,97
Осушка газа VAR	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	11 567 686,02	11 928 270,42	12 351 392,64	12 785 449,27	13 238 798,65	13 491 330,20	13 815 368,76	14 242 099,99	14 727 025,69	15 260 476,55	15 819 483,22
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	631 998,48	657 278,42	683 569,55	710 912,34	739 348,83	768 922,78	799 679,69	831 666,88	864 933,56	899 530,90	935 512,13
Налог на имущество	тыс.тг.	57 414,40	48 802,24	41 481,91	35 259,62	29 970,68	25 475,08	21 653,81	18 405,74	15 644,88	13 298,15	11 303,43
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	102 298,30	77 211,53	67 942,16	55 274,81	53 977,31	45 497,00	38 513,49	33 562,83	29 946,05	26 393,37	22 465,14
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	223 055,91	166 968,00	145 726,18	117 601,77	113 927,15	95 272,84	80 022,16	69 200,25	61 274,63	53 600,42	45 285,04
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	235 870,00	242 212,72	246 845,19	251 997,95	242 787,11	163 709,52	122 763,18	101 661,49	87 995,13	77 941,92	69 283,11
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	12 818 323,11	13 120 743,33	13 536 957,63	13 956 495,75	14 418 809,73	14 590 207,42	14 878 001,09	15 296 597,20	15 786 819,94	16 331 241,31	16 903 332,07
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	777 215,40	586 617,67	516 193,27	419 952,59	410 094,78	345 665,30	292 607,77	254 994,97	227 516,34	200 524,66	170 679,79
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	234 757,99	173 321,35	149 178,17	118 704,38	113 370,81	93 454,39	77 362,85	65 925,91	57 516,12	49 564,55	41 246,32
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	214 811,66	158 953,99	137 128,73	109 374,53	104 712,86	86 530,93	71 812,71	61 354,56	53 669,52	46 374,87	38 698,74
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 226 785,05	918 893,01	802 500,18	648 031,50	628 178,44	525 650,62	441 783,33	382 275,45	338 701,98	296 464,08	250 624,85
Административные расходы	тыс.тг.	577 931,28	601 048,53	625 090,47	650 094,09	676 097,85	703 141,77	731 267,44	760 518,14	790 938,86	822 576,42	855 479,47
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	445 041,80	462 843,47	481 357,21	500 611,50	520 635,96	541 461,40	563 119,85	585 644,64	609 070,43	633 433,25	658 770,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	132 889,48	138 205,06	143 733,26	149 482,59	155 461,90	161 680,37	168 147,59	174 873,49	181 868,43	189 143,17	196 708,89
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	279 384,14	276 284,81	276 650,41	277 399,52	273 546,26	230 723,57	208 008,04	197 702,34	193 007,20	191 083,83	190 532,05
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	167 291,25	160 607,95	157 367,70	153 885,59	145 691,76	98 335,58	73 094,74	59 548,65	50 586,20	43 813,57	37 927,28
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	2 084 100,47	1 796 226,35	1 704 241,06	1 575 525,11	1 577 822,55	1 459 515,95	1 381 058,81	1 340 495,93	1 322 648,05	1 310 124,33	1 296 636,37
Итого затраты	тыс.тг.	14 902 423,58	14 916 969,68	15 241 198,69	15 532 020,86	15 996 632,28	16 049 723,37	16 259 059,90	16 637 093,13	17 109 467,99	17 641 365,64	18 199

Составляющие	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Производственный доход	тыс.тг.	69 139 231,89	69 302 512,35	70 158 975,93	71 072 254,24	69 255 958,49	47 681 685,41	36 214 976,43	30 229 524,66	26 335 493,76	23 441 461,22	20 885 936,52
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	14 902 423,58	14 916 969,68	15 241 198,69	15 532 020,86	15 996 632,28	16 049 723,37	16 259 059,90	16 637 093,13	17 109 467,99	17 641 365,64	18 199 968,44
Операционный доход	тыс.тг.	54 236 808,31	54 385 542,67	54 917 777,23	55 540 233,38	53 259 326,20	31 631 962,03	19 955 916,53	13 592 431,54	9 226 025,77	5 800 095,58	2 685 968,08
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	54 236 808,31	54 385 542,67	54 917 777,23	55 540 233,38	53 259 326,20	31 631 962,03	19 955 916,53	13 592 431,54	9 226 025,77	5 800 095,58	2 685 968,08
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	620 696,24	527 591,81	448 453,04	381 185,08	324 007,32	275 406,22	234 095,29	198 980,99	169 133,85	143 763,77	122 199,20
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	53 616 112,07	53 857 950,86	54 469 324,20	55 159 048,30	52 935 318,89	31 356 555,81	19 721 821,25	13 393 450,54	9 056 891,92	5 656 331,81	2 563 768,88
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	53 616 112,07	53 857 950,86	54 469 324,20	55 159 048,30	52 935 318,89	31 356 555,81	19 721 821,25	13 393 450,54	9 056 891,92	5 656 331,81	2 563 768,88
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	10 723 222,41	10 771 590,17	10 893 864,84	11 031 809,66	10 587 063,78	6 271 311,16	3 944 364,25	2 678 690,11	1 811 378,38	1 131 266,36	512 753,78
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	43 513 585,90	43 613 952,50	44 023 912,40	44 508 423,72	42 672 262,43	25 360 650,87	16 011 552,28	10 913 741,43	7 414 647,38	4 668 829,22	2 173 214,30
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	14 829 183,36	14 812 125,69	15 019 686,86	15 223 933,82	15 202 852,41	8 837 125,58	3 846 156,35	1 456 263,36	399 153,80	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	28 684 402,53	28 801 826,81	29 004 225,53	29 284 489,90	27 469 410,02	16 523 525,29	12 165 395,93	9 457 478,07	7 015 493,59	4 668 829,22	2 173 214,30

Таблица П.4.2.12 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 4 вариант разработки со строительством первого пускового комплекса и УКПГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	1 649 632 998	4 074 575	6 990 162	42 818 232	44 830 586	46 945 156	47 876 443	48 669 540	49 655 953	50 367 242	51 416 536	52 433 471
Итого приток средств	тыс.тг.	1 649 632 998	4 074 575	6 990 162	42 818 232	44 830 586	46 945 156	47 876 443	48 669 540	49 655 953	50 367 242	51 416 536	52 433 471
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	408 979 106	1 483 547	2 192 244	8 282 251	9 177 811	9 279 846	9 596 700	9 603 355	9 664 137	9 936 161	10 394 031	10 754 774
прямые затраты	тыс.тг.	310 635 152	1 208 364	1 182 504	4 226 439	5 304 984	5 535 520	6 002 792	6 169 880	6 351 633	6 704 036	7 174 282	7 576 604
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	40 456 159	54 598	330 653	1 538 781	1 948 916	1 834 596	1 692 830	1 560 690	1 450 731	1 386 463	1 365 770	1 308 902
расходы периода	тыс.тг.	57 887 795	220 586	679 087	2 517 031	1 923 911	1 909 730	1 901 078	1 872 785	1 861 773	1 845 661	1 853 979	1 869 269
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	110 380 902	384 805	31 982 276	71 814 949	5 286 135	912 737	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5 431 026	4 786 915	819 777	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	99 343 184	384 805	31 982 276	66 383 923	499 220	92 960	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	226 193 090	506 661	0	3 919 162	4 440 384	5 219 035	5 689 026	6 141 352	6 577 261	6 878 280	7 177 755	7 463 005
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	306 544 815	652 807	0	2 361 554	3 331 614	5 356 704	6 745 568	8 110 610	9 365 027	10 222 987	10 982 595	11 701 313
Баланс НДС	тыс.тг.	148 386 026	249 575	-3 215 770	-4 291 892	3 889 912	4 651 837	4 824 987	4 914 164	5 024 764	5 100 262	5 203 600	5 287 270
Итого отток средств	тыс.тг.	1 200 483 940	3 277 395	30 958 750	82 086 024	26 125 857	25 420 160	26 856 280	28 769 482	30 631 189	32 137 690	33 757 981	35 206 363
Поток денежной наличности	тыс.тг.	449 149 058	797 180	-23 968 588	-39 267 792	18 704 729	21 524 996	21 020 163	19 900 059	19 024 763	18 229 553	17 658 556	17 227 108
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	82 136 524	797 180	-21 622 543	-31 956 933	13 732 333	14 256 086	12 559 073	10 726 059	9 250 589	7 996 325	6 987 694	6 149 721
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	45 038 792	797 180	-20 842 251	-29 692 092	12 298 663	12 306 987	10 450 736	8 603 344	7 152 113	5 959 273	5 019 664	4 258 278
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	20 173 973	797 180	-19 973 824	-27 269 300	10 824 496	10 380 496	8 447 532	6 664 489	5 309 462	4 239 611	3 422 346	2 782 274
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	449 149 058	797 180	-23 171 408	-62 439 200	-43 734 471	-22 209 475	-1 189 311	18 710 747	37 735 510	55 965 063	73 623 619	90 850 727
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	82 136 524	797 180	-20 825 363	-52 782 295	-39 049 962	-24 793 876	-12 234 803	-1 508 744	7 741 845	15 738 170	22 725 864	28 875 585
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	45 038 792	797 180	-20 045 071	-49 737 163	-37 438 500	-25 131 513	-14 680 777	-6 077 433	1 074 681	7 033 954	12 053 617	16 311 895
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	20 173 973	797 180	-19 176 644	-46 445 944	-35 621 448	-25 240 952	-16 793 419	-10 128 930	-4 819 468	-579 856	2 842 490	5 624 764

Продолжение таблицы П.4.2.12

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	53 581 490	54 432 436	56 273 415	58 114 002	59 865 835	61 317 044	62 515 365	63 001 329	65 512 205	66 478 360	68 745 610	69 139 232
Итого приток средств	тыс.тг.	53 581 490	54 432 436	56 273 415	58 114 002	59 865 835	61 317 044	62 515 365	63 001 329	65 512 205	66 478 360	68 745 610	69 139 232
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	11 018 236	11 135 118	11 516 476	11 887 016	12 496 944	12 788 928	13 086 652	13 338 717	13 924 345	14 131 782	14 804 110	14 902 424
прямые затраты	тыс.тг.	7 898 251	8 076 791	8 365 584	8 665 860	9 164 077	9 399 320	9 716 236	10 190 003	10 508 772	10 776 550	11 209 289	11 567 686
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 263 379	1 222 865	1 219 835	1 218 513	1 230 238	1 234 518	1 228 338	1 184 454	1 242 019	1 235 749	1 293 174	1 250 637
расходы периода	тыс.тг.	1 856 606	1 835 462	1 931 057	2 002 642	2 102 629	2 155 089	2 142 078	1 964 261	2 173 554	2 119 483	2 301 646	2 084 100
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	7 770 827	8 028 913	8 415 420	8 789 825	9 086 541	9 376 472	9 605 964	9 694 710	10 115 432	10 297 497	10 642 254	10 723 222
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	12 462 984	12 608 983	12 775 631	12 969 408	13 288 613	13 453 303	13 611 703	13 685 705	14 153 520	14 287 931	14 789 776	14 829 183
Баланс НДС	тыс.тг.	5 404 390	5 504 233	5 684 187	5 868 855	6 013 558	6 164 979	6 290 808	6 348 271	6 585 114	6 699 419	6 900 783	6 971 137
Итого отток средств	тыс.тг.	36 656 436	37 277 247	38 391 714	39 515 103	40 885 656	41 783 681	42 595 127	43 067 404	44 778 411	45 416 629	47 136 922	47 425 967

Составляющие	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Поток денежной наличности	тыс.тг.	16 925 054	17 155 189,10	17 881 701,48	18 598 898,88	18 980 179,20	19 533 362,21	19 920 238,04	19 933 924,53	20 733 793,96	21 061 731,26	21 608 688,00	21 713 265,17
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	5 450 513	4 983 875	4 686 458	4 397 314	4 048 227	3 758 425	3 457 703	3 121 406	2 928 873	2 683 985	2 484 155	2 251 852
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	3 637 926	3 206 428	2 906 276	2 628 557	2 332 559	2 087 428	1 851 106	1 610 763	1 456 867	1 286 878	1 148 084	1 003 166
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 277 909	1 924 069	1 671 293	1 448 604	1 231 917	1 056 518	897 870	748 739	648 986	549 375	469 702	393 312
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	107 775 780	124 930 969	142 812 671	161 411 570	180 391 749	199 925 111	219 845 349	239 779 274	260 513 068	281 574 799	303 183 487	324 896 752
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	34 326 098	39 309 973	43 996 431	48 393 745	52 441 972	56 200 397	59 658 100	62 779 506	65 708 378	68 392 364	70 876 519	73 128 371
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	19 949 820	23 156 248	26 062 524	28 691 082	31 023 641	33 111 069	34 962 175	36 572 938	38 029 805	39 316 683	40 464 767	41 467 932
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	7 902 673	9 826 742	11 498 035	12 946 639	14 178 557	15 235 075	16 132 945	16 881 684	17 530 669	18 080 045	18 549 746	18 943 059

Продолжение таблицы П.4.2.12

Составляющие	Ед.изм	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	69 302 512	70 158 976	71 072 254	69 255 958	47 681 685	36 214 976	30 229 525	26 335 494	23 441 461	20 885 937
Итого приток средств	тыс.тг.	69 302 512	70 158 976	71 072 254	69 255 958	47 681 685	36 214 976	30 229 525	26 335 494	23 441 461	20 885 937
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	14 916 970	15 241 199	15 532 021	15 996 632	16 049 723	16 259 060	16 637 093	17 109 468	17 641 366	18 199 968
прямые затраты	тыс.тг.	11 928 270	12 351 393	12 785 449	13 238 799	13 491 330	13 815 369	14 242 100	14 727 026	15 260 477	15 819 483
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 192 473	1 185 565	1 171 046	1 180 011	1 098 877	1 062 632	1 054 497	1 059 794	1 070 765	1 083 849
расходы периода	тыс.тг.	1 796 226	1 704 241	1 575 525	1 577 823	1 459 516	1 381 059	1 340 496	1 322 648	1 310 124	1 296 636
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	10 771 590	10 893 865	11 031 810	10 587 064	6 271 311	3 944 364	2 678 690	1 811 378	1 131 266	512 754
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	14 812 126	15 019 687	15 223 934	15 202 852	8 837 126	3 846 156	1 456 263	399 154	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	7 028 274	7 120 494	7 226 332	6 975 360	4 399 687	3 022 528	2 284 860	1 787 871	1 405 093	1 061 083
Итого отток средств	тыс.тг.	47 528 959	48 275 245	49 014 096	48 761 909	35 557 847	27 072 109	23 056 907	21 107 872	20 177 725	19 773 805
Поток денежной наличности	тыс.тг.	21 773 553,02	21 883 731,18	22 058 157,94	20 494 049,70	12 123 838,04	9 142 867,73	7 172 618,14	5 227 622,13	3 263 736,38	1 112 131,76
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.										
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 037 081	1 846 990	1 679 488	1 407 666	751 236	511 073	361 695	237 812	133 939	41 173
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	874 740	764 492	670 075	541 357	278 483	182 618	124 578	78 953	42 863	12 701
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	328 670	275 278	231 227	179 026	88 256	55 464	36 259	22 023	11 458	3 254
Накопленный поток денежной наличности											
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	346 670 305	368 554 036	390 612 194	411 106 244	423 230 082	432 372 950	439 545 568	444 773 190	448 036 926	449 149 058
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	75 165 452	77 012 442	78 691 930	80 099 596	80 850 832	81 361 905	81 723 599	81 961 411	82 095 351	82 136 524
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	42 342 672	43 107 165	43 777 240	44 318 597	44 597 080	44 779 697	44 904 275	44 983 228	45 026 091	45 038 792
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	19 271 729	19 547 007	19 778 234	19 957 260	20 045 516	20 100 980	20 137 239	20 159 262	20 170 719	20 173 973

18.2 Экономические показатели вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Внутренняя норма доходности (IRR), известная также как внутренняя ставка доходности, является ставкой дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ	Лист
							419
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

(NPV) проекта равна нулю. Другими словами, стоимость всех ожидаемых денежных потоков проекта равна величине первоначальных инвестиций. Необходимо отметить, что в основе метода определения IRR лежит методика дисконтированных денежных потоков.

В соответствии с общепризнанной мировой практикой, внутренняя норма доходности (IRR) данного проекта определена от денежного потока. Проект является эффективным в случае, если IRR составляет больше уровня ставки дисконтирования.

Индекс доходности (Profitability Index, PI) является показателем инвестиционного проекта, который используется для оценки его эффективности. Следует отметить, что этот показатель не имеет размерности и определяется коэффициентом. С экономической точки зрения он показывает приведенную стоимость, которая будет получена в результате реализации проекта, в расчете на 1 у.е. первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Наиболее привлекательным вариантом на момент составления отчета получился вариант со строительством УКПГ, результаты расчетов приведены в таблицах 4.2.1-4.2.4. Экономические показатели по альтернативным вариантам приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.8.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ			420

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения, 2 вариант строительство УКПГ

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)										
Ввод из бурения газодобывающих вертикальных скв	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4 391 665,07	731944	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	10 247 219	0	0	5123609	4391665	731944	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5431026	4786915	819777	0	0	0
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО										
Обустройство промысла										
Обустройство скважины	тыс.тг.	1 050 000	0	0	525 000	450 000	75 000	0	0	0
ПИР на бурение	тыс.тг.	24 000	0	0	8 000	8 000	8 000	0	0	0
В том числе СМР	тыс.тг.	40 403 598	0	15 456 767	24 946 831	0	0	0	0	0
оборудование	тыс.тг.	45 909 686	0	17 563 172	28 346 514	0	0	0	0	0
прочие	тыс.тг.	3 990 609	0	2 585 018	1 405 591	0	0	0	0	0
Проектные работы	тыс.тг.	384 805	384 805	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	91 762 698	384 805	35 604 957	55 231 937	458 000	83 000	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	96 195 942	384 805	36 673 105	58 545 853	499 220	92 960	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	102 009 916	384 805	35 604 957	60 355 546	4 849 665	814 944	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	107 233 661	384 805	36 673 105	63 976 879	5 286 135	912 737	0	0	0

Таблица 4.2.2 - Производственный доход, 2 вариант строительство УКПГ

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Продажа продукции по направлениям													
Конденсата													
на экспорт	тыс. тонн	137,655	1,3	1,4	8,0	7,9	7,9	7,5	7,1	6,6	6,2	5,9	5,6
на внутренний рынок	тыс. тонн	863,975	4,6	8,7	50,0	50,1	49,6	47,5	44,4	41,6	38,8	37,3	35,5
Товарного газа													
на внутренний рынок	млн.м3	12154,274	48,4	82,7	439,1	440,4	439,3	439,8	440,4	442,6	442,1	442,5	442,9
СУГ													
на внутренний рынок	тыс. тонн	1585,228	0,0	0,0	55,0	55,2	55,1	55,0	54,8	54,8	54,5	54,4	54,3
Цена реализации продукции													
Конденсата													
на экспорт	тг/тонн		230112,0	230112,0	233496,0	233496,0	233496,0	242835,8	252549,3	262651,2	273157,3	284083,6	295446,9
на внутренний рынок	тг/тонн		93466,5	96101,5	99020,4	102126,6	106860,6	111135,0	115580,4	120203,6	125011,8	130012,2	135212,7
Товарного газа													
на внутренний рынок	тг/тыс.м3		69225,4	70609,9	72022,1	73462,6	74931,8	76430,5	77959,1	79518,2	81108,6	82730,8	84385,4
СУГ													
на внутренний рынок	тг/тонн		50577,0	63443,8	79583,9	99830,0	125226,8	130235,9	135445,3	140863,1	146497,6	152357,5	158451,8
Производственная прибыль от реализации													
Конденсата													
на экспорт	тыс.тг.	41271788,0	293625,81	316497,06	1861411,54	1852643,37	1837239,58	1829745,43	1780702,79	1734653,10	1682123,64	1679467,17	1664139,18
на внутренний рынок	тыс.тг.	133201846,1	431952,44	836582,66	4951844,60	5113804,79	5298984,43	5277369,72	5135920,45	5003103,48	4851597,50	4843935,70	4799726,54
Товарного газа	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	1149242685,9	3348996,48	5837082,24	31626072,18	32352622,81	32914446,93	33612063,96	34333148,34	35197208,17	35855170,07	36612021,52	37373522,16
СУГ	тыс.тг.												
на внутренний рынок	тыс.тг.	325916677,8	0,00	0,00	4378903,60	5511515,15	6894485,38	7157264,14	7419768,56	7720987,95	7978351,12	8281111,70	8596082,93
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	1 649 632 997,79	4074574,73	6990161,96	42818231,92	44830586,12	46945156,32	47876443,25	48669540,13	49655952,70	50367242,34	51416536,09	52433470,80

продолжение таблицы 4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Продажа продукции по направлениям												
Конденсата												
на экспорт	тыс. тонн	5,3	5,0	5,2	5,2	5,4	5,3	5,0	4,2	4,7	4,3	4,7
на внутренний рынок	тыс. тонн	33,6	31,6	32,7	33,0	33,9	33,6	31,8	26,6	29,6	27,2	29,4
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	444,9	444,0	441,8	441,8	440,5	438,5	438,6	440,5	439,8	439,6	438,7
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	54,4	54,2	56,8	58,7	59,7	60,6	60,7	60,4	61,3	61,0	61,1
Цена реализации продукции												
Конденсата												
на экспорт	тг/тонн	300716,1	306067,7	311502,3	317020,9	322624,1	328312,7	334087,3	339948,6	345897,3	351933,9	358059,1
на внутренний рынок	тг/тонн	140621,2	146246,1	152095,9	158179,8	164506,9	171087,2	177930,7	185047,9	192449,9	200147,9	208153,8
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	86073,1	87794,6	89550,5	91341,5	93168,3	95031,7	96932,3	98870,9	100848,4	102865,3	104922,6
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	164789,9	171381,5	178236,8	185366,2	192780,9	200492,1	208511,8	216852,3	225526,4	234547,4	243929,3
Производственная прибыль от реализации												
Конденсата												
на экспорт	тыс.тг.	1604348,2	1536244,5	1614457,2	1658292,6	1734588,7	1748907,6	1687044,4	1432459,4	1625680,0	1516368,0	1672896,7
на внутренний рынок	тыс.тг.	4728045,0	4626109,6	4967885,5	5214503,1	5574073,7	5743618,2	5662474,5	4914078,6	5700255,0	5434795,4	6128969,8
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	38291799,2	38979027,0	39565272,6	40350982,2	41039086,0	41670462,6	42516873,4	43550541,7	44353672,6	45218465,1	46030684,2
СУГ	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	8957297,5	9291054,6	10125799,9	10890224,3	11518086,7	12154055,2	12648972,9	13104248,8	13832596,9	14308731,8	14913059,4
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	53581489,9	54432435,8	56273415,2	58114002,2	59865835,2	61317043,5	62515365,2	63001328,6	65512204,5	66478360,3	68745610,2

продолжение таблицы 4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Продажа продукции по направлениям												
Конденсата												
на экспорт	тыс. тонн	3,8	2,8	2,3	1,8	1,7	1,4	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6
на внутренний рынок	тыс. тонн	23,9	17,3	14,7	11,5	10,8	8,7	7,1	6,0	5,1	4,3	3,5
Товарного газа												
на внутренний рынок	млн.м3	440,8	443,8	443,4	443,8	419,2	277,1	203,7	165,4	140,4	121,9	106,2
СУГ												
на внутренний рынок	тыс. тонн	60,8	60,4	60,1	60,2	58,3	39,2	28,8	23,4	19,8	17,2	15,0
Цена реализации продукции												
Конденсата												
на экспорт	тг/тонн	364273,3	370577,2	376971,1	383455,5	390030,7	396697,1	403455,0	410304,5	417246,0	424279,3	431404,7
на внутренний рынок	тг/тонн	216479,9	225139,1	234144,7	243510,5	253250,9	263380,9	273916,2	284872,8	296267,7	308118,4	320443,2
Товарного газа												
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	107021,1	109161,5	111344,7	113571,6	115843,1	118159,9	120523,1	122933,6	125392,3	127900,1	130458,1
СУГ												
на внутренний рынок	тг/тонн	253686,5	263834,0	274387,3	285362,8	296777,3	308648,4	320994,4	333834,1	347187,5	361075,0	375518,0
Производственная прибыль от реализации												
Конденсата												
на экспорт	тыс.тг.	1380929,3	1019537,4	877518,7	698261,1	666887,1	549731,7	455075,6	387799,5	338330,1	291556,2	242625,4
на внутренний рынок	тыс.тг.	5171904,1	3903590,1	3434957,8	2794533,5	2728935,7	2300196,0	1947129,9	1696839,2	1513985,3	1334371,8	1135772,0
Товарного газа	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	47173999,9	48442544,9	49369038,8	50399589,1	48557421,7	32741903,8	24552635,8	20332298,7	17599025,3	15588384,9	13856621,6
СУГ	тыс.тг.											
на внутренний рынок	тыс.тг.	15412398,6	15936840,0	16477460,7	17179870,5	17302714,0	12089853,9	9260135,2	7812587,3	6884153,0	6227148,4	5650917,6
Итоговый производственный доход	тыс.тг.	69139231,9	69302512,3	70158975,9	71072254,2	69255958,5	47681685,4	36214976,4	30229524,7	26335493,8	23441461,2	20885936,5

Таблица 4.2.3 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант строительство УКПГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	18 625 025,46	202,50	39 009,14	314 885,85	384 659,87	399 444,03	415 298,97	431 823,19	449 956,04	467 293,01	485 841,05
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	245 033,45	854,98	1 519,88	9 091,52	9 459,64	9 744,52	9 704,77	9 444,65	9 200,41	8 921,80	8 907,71
Затраты на материалы	тыс.тг.	4 697 162,34	16 389,54	29 135,33	174 279,74	181 336,26	186 797,31	186 035,35	181 049,05	176 367,05	171 026,23	170 756,14
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	18 049 945,06	37 598,83	39 102,78	183 001,03	317 201,79	329 889,86	343 085,45	356 808,87	371 081,22	385 924,47	401 361,45
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	11 857 646,39	24 700,00	25 688,00	120 219,84	208 381,06	216 716,30	225 384,95	234 400,35	243 776,36	253 527,42	263 668,51
Ремонт скважин	тыс.тг.	18 081 840,06	19 096,11	88 135,89	214 487,51	297 422,69	329 940,90	343 138,54	356 864,08	371 138,64	385 984,19	401 423,55
НИР	тыс.тг.	3 260 476,37	0,00	52 000,00	54 080,00	56 243,20	58 492,93	60 832,65	63 265,95	65 796,59	68 428,45	71 165,59
Услуги производственного характера	тыс.тг.	54 910 183,29	143 065,18	148 787,78	464 217,88	965 573,19	1 004 196,12	1 044 363,97	1 086 138,52	1 129 584,07	1 174 767,43	1 221 758,13
Транспортные услуги	тыс.тг.	19 265 409,46	40 130,70	41 735,92	195 324,13	338 561,82	352 104,29	366 188,47	380 836,01	396 069,45	411 912,22	428 388,71
Охрана труда	тыс.тг.	13 856 011,31	28 862,68	30 017,19	140 480,45	243 499,44	253 239,42	263 369,00	273 903,76	284 859,91	296 254,30	308 104,47
Охрана объектов	тыс.тг.	32 594 497,98	67 895,78	70 611,61	330 462,32	572 801,35	595 713,41	619 541,94	644 323,62	670 096,57	696 900,43	724 776,45
Страхование	тыс.тг.	10 381 855,61	35 700,66	37 128,69	173 762,27	180 712,76	187 941,27	195 458,92	203 277,28	211 408,37	219 864,71	228 659,29
Командировочные расходы	тыс.тг.	12 332,88	24,15	25,12	117,54	203,74	226,02	235,06	244,46	254,24	264,41	274,98
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	77 996 649,41	20 636,02	21 461,46	993 236,42	1 102 604,02	1 158 778,79	1 205 129,95	1 253 335,14	1 303 468,55	1 496 816,38	1 776 975,23
Затраты на персонал	тыс.тг.	10 606 983,83	2 806,35	2 918,60	135 073,02	149 946,22	157 585,59	163 889,01	170 444,57	177 262,36	203 556,27	241 655,86
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	1 044 553,49	679,18	0,00	20 209,91	21 089,55	21 872,35	22 706,00	23 538,78	24 494,38	25 310,85	26 271,34
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	2 607 009,56	9 096,49	16 170,63	96 728,39	100 644,88	103 675,86	103 252,97	100 485,48	97 886,88	94 922,63	94 772,73
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	5 058 972,76	10 538,06	10 959,59	51 290,86	88 904,16	92 460,33	96 158,74	100 005,09	104 005,29	108 165,50	112 492,12
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	5 135 526,18	0,00	0,00	87 731,80	82 609,17	73 934,11	326 788,78	288 881,28	255 371,05	225 748,01	199 561,24
Осушка газа VAR org	тыс.тг.	1 893 235,99	681 725,70	1 211 510,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	413 169,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	69 039,78	69 039,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	310 662 560,54	1 209 042,69	1 865 917,92	3 758 680,49	5 301 854,82	5 532 753,40	5 990 563,47	6 159 070,14	6 342 077,43	6 695 588,73	7 166 814,57
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	16 638 413,95	3 685,59	4 047,63	197 256,75	230 003,20	247 515,15	257 415,76	267 712,39	278 420,88	319 719,98	379 561,91
Налог на имущество	тыс.тг.	9 050 665,68	0,00	238 329,33	844 223,58	1 159 141,75	1 024 788,30	876 888,76	745 355,44	633 552,13	538 519,31	457 741,41
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	2 635 576,05	9 196,16	16 347,82	97 788,30	101 747,71	104 811,90	104 384,37	101 586,56	98 959,49	95 962,76	95 811,21
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	6 089 727,89	24 971,14	42 289,43	246 737,18	250 844,06	254 304,54	253 267,23	246 478,91	240 104,86	232 833,91	232 466,21
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	5 746 213,43	16 744,98	29 185,41	158 130,36	161 763,11	164 572,23	168 060,32	171 665,74	175 986,04	179 275,85	183 060,11
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	350 823 157,53	1 263 640,57	2 196 117,56	5 302 816,66	7 205 354,65	7 328 745,53	7 650 579,90	7 691 869,17	7 769 100,83	8 061 900,54	8 515 455,42
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	20 046 261,00	75 679,63	124 544,23	749 366,65	782 830,58	796 312,58	793 064,40	771 807,91	751 848,64	729 080,86	727 929,47
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	6 901 138,77	46 980,13	50 639,53	297 825,85	296 422,94	293 958,33	292 759,27	284 912,45	277 544,50	285 961,02	285 509,42
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	6 295 069,38	44 979,44	48 483,00	281 010,20	279 686,50	277 361,05	270 813,42	258 387,07	263 220,99	250 245,13	244 950,91
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	33 242 469,15	167 639,21	223 666,76	1 328 202,69	1 358 940,02	1 367 631,97	1 356 637,09	1 315 107,42	1 292 614,13	1 265 287,01	1 258 389,81
Административные расходы	тыс.тг.	15 648 459,00	0,00	0,00	263 760,29	274 310,70	285 283,13	296 694,46	308 562,23	320 904,72	333 740,91	347 090,55
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	12 050 253,35	0,00	0,00	203 111,27	211 235,72	219 685,15	228 472,55	237 611,45	247 115,91	257 000,55	267 280,57
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	3 598 205,65	0,00	0,00	60 649,02	63 074,99	65 597,98	68 221,90	70 950,78	73 788,81	76 740,36	79 809,98
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	8 751 072,79	51 595,06	410 917,66	848 540,86	280 990,54	251 814,57	242 807,11	244 165,63	243 383,02	241 862,68	243 781,71
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	4 734 140,31	51 595,06	32 096,18	190 112,90	190 542,38	189 668,65	187 479,57	184 260,00	181 792,32	178 441,90	176 825,82
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	1 887 441,38	0,00	378 821,48	658 427,96	90 448,15	62 145,92	55 327,53	59 905,63	61 590,70	63 420,77	66 955,89
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	57 642 000,93	219 234,27	634 584,42	2 440 503,84	1 914 241,26	1 904 729,67	1 896 138,65	1 867 835,29	1 856 901,87	1 840 890,60	1 849 262,06
Итого затраты	тыс.тг.	408 465 158,47	1 482 874,84	2 830 701,97	7 743 320,51	9 119 595,91	9 233 475,20	9 546 718,55	9 559 704,46	9 626 002,71	9 902 791,14	10 364 717,48
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	1 649 632 997,79	4 074 574,73	6 990 161,96	42 818 231,92	44 830 586,12	46 945 156,32	47 876 443,25	48 669 540,13	49 655 952,70	50 367 242,34	51 416 536,09
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	408 465 158,47	1 482 874,84	2 830 701,97	7 743 320,51	9 119 595,91	9 233 475,20	9 546 718,55	9 559 704,46	9 626 002,71	9 902 791,14	10 364 717,48
Операционный доход	тыс.тг.	1 241 167 839,32	2 591 699,89	4 159 459,99	35 074 911,41	35 710 990,21	37 711 681,12	38 329 724,70	39 109 835,67	40 029 949,99	40 464 451,20	41 051 818,60
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	60 963 214,24	2 225,60	368 469,11	5 815 064,17	6 142 039,85	6 142 740,96	5 882 388,99	5 504 541,72	5 155 953,91	4 807 518,51	4 615 313,76
Балансовая прибыль	тыс.тг.	1 180 204 625,07	2 589 474,29	3 790 990,88	29 259 847,24	29 568 950,36	31 568 940,16	32 447 335,71	33 605 293,95	34 873 996,08	35 656 932,69	36 436 504,84
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	106 566 175,81	57 720,68	5 550 028,36	14 314 055,89	12 959 867,74	11 152 798,20	9 479 878,47	8 057 896,70	6 849 212,20	5 821 830,37	4 948 555,81
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	1 134 601 663,51	2 533 979,21	-1 390 568,37	20 760 855,52	22 751 122,46	26 558 882,91	28 849 846,23	31 051 938,97	33 180 737,79	34 642 620,83	36 103 262,79
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	1 135 992 231,88	2 533 979,21	0,00	20 760 855,52	22 751 122,46	26 558 882,91	28 849 846,23	31 051 938,97	33 180 737,79	34 642 620,83	36 103 262,79
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	226 920 332,70	506 795,84	0,00	3 874 057,43	4 550 224,49	5 311 776,58	5 769 969,25	6 210 387,79	6 636 147,56	6 928 524,17	7 220 652,56
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	953 284 292,37	2 082 678,45	3 790 990,88	25 385 789,81	25 018 725,87	26 257 163,57	26 677 366,47	27 394 906,16	28 237 848,53	28 728 408,52	29 215 852,28
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	308 860 450,22	653 277,40	0,00	3 127 455,11	3 641 362,91	5 681 300,05	7 028 870,46	8 352 233,74	9 571 129,46	10 398 842,94	11 132 736,53
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	644 423 842,15	1 429 401,05	3 790 990,88	22 258 334,69	21 377 362,95	20 575 863,52	19 648 496,00	19 042 672,41	18 666 719,06	18 329 565,59	18 083 115,75

продолжение таблицы 4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)												
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	505 172,06	526 384,93	546 734,05	568 597,74	592 585,31	616 443,81	639 958,42	664 959,33	691 968,00	720 345,13	748 330,81
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	8 826,41	8 694,60	8 507,14	9 135,65	9 589,16	10 250,39	10 562,17	10 412,96	9 036,70	10 482,43	9 994,27
Затраты на материалы	тыс.тг.	169 197,70	166 670,82	163 077,44	175 125,56	183 819,21	196 494,62	202 471,33	199 610,89	173 228,79	200 942,71	191 584,85
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	417 415,91	434 112,55	451 477,05	469 536,13	488 317,58	507 850,28	528 164,29	549 290,86	571 262,50	594 113,00	617 877,52
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	274 215,25	285 183,86	296 591,22	308 454,87	320 793,06	333 624,78	346 969,78	360 848,57	375 282,51	390 293,81	405 905,56
Ремонт скважин	тыс.тг.	404 434,23	434 179,71	451 546,90	469 608,78	488 393,13	507 928,86	528 246,01	549 375,85	571 350,88	594 204,92	617 973,12
НИР	тыс.тг.	74 012,21	76 972,70	80 051,61	83 253,68	86 583,82	90 047,18	93 649,06	97 395,02	101 290,83	105 342,46	109 556,16
Услуги производственного характера	тыс.тг.	1 270 628,45	1 321 453,59	1 374 311,73	1 429 284,20	1 486 455,57	1 545 913,79	1 607 750,34	1 672 060,36	1 738 942,77	1 808 500,48	1 880 840,50
Транспортные услуги	тыс.тг.	445 524,26	463 345,23	481 879,04	501 154,20	521 200,37	542 048,38	563 730,32	586 279,53	609 730,71	634 119,94	659 484,74
Охрана труда	тыс.тг.	320 428,65	333 245,80	346 575,63	360 438,66	374 856,20	389 850,45	405 444,47	421 662,25	438 528,74	456 069,89	474 312,68
Охрана объектов	тыс.тг.	753 767,50	783 918,20	815 274,93	847 885,93	881 801,37	917 073,42	953 756,36	991 906,61	1 031 582,88	1 072 846,19	1 115 760,04
Страхование	тыс.тг.	237 805,67	247 317,89	257 210,61	267 499,03	278 198,99	289 326,95	300 900,03	312 936,03	325 453,47	338 471,61	352 010,48
Командировочные расходы	тыс.тг.	277,05	297,42	309,32	321,69	334,56	347,94	361,86	376,33	391,39	407,04	423,32
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	1 840 417,65	1 921 976,40	1 998 855,46	2 078 809,68	2 161 962,07	2 248 440,55	2 338 378,17	2 431 913,30	2 529 189,83	2 630 357,42	2 735 571,72
Затраты на персонал	тыс.тг.	250 283,57	261 374,98	271 829,98	282 703,18	294 011,30	305 771,76	318 002,63	330 722,73	343 951,64	357 709,71	372 018,10
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	27 270,57	28 416,50	29 475,33	32 123,51	34 548,60	36 540,46	38 558,03	40 128,13	41 572,46	43 883,11	45 393,62
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	93 907,77	92 505,30	90 510,91	97 197,84	102 022,97	109 058,05	112 375,23	110 787,63	96 145,09	111 526,82	106 333,04
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	116 991,81	121 671,48	126 538,34	131 599,87	136 863,87	142 338,42	148 031,96	153 953,24	160 111,37	166 515,82	173 176,46
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	352 824,28	311 896,66	275 716,65	243 733,52	215 460,43	285 700,53	252 559,27	223 262,39	197 363,95	174 469,74	154 231,25
Осушка газа VAR орег	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	66 961,17	0,00	0,00	0,00	78 335,09	0,00	0,00	176 232,65	91 640,98	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	7 563 401,00	7 886 579,80	8 066 473,34	8 356 463,70	8 657 797,57	9 153 385,72	9 389 869,72	9 707 882,01	10 182 617,16	10 502 243,20	10 770 778,22
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	393 113,21	410 534,16	426 955,53	444 033,75	461 795,10	480 266,90	499 477,58	519 456,68	540 234,95	561 844,35	584 318,12
Налог на имущество	тыс.тг.	389 080,20	330 718,17	281 110,45	238 943,88	203 102,30	172 636,95	146 741,41	124 730,20	106 020,67	90 117,57	76 599,93
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	94 936,77	93 518,93	91 502,69	98 262,89	103 140,89	110 253,06	113 606,59	112 001,59	97 198,61	112 748,88	107 498,19
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	230 344,56	224 773,04	217 882,40	231 826,91	241 120,19	255 425,38	260 849,37	254 897,48	219 279,72	252 167,85	238 374,36
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	186 867,61	191 459,00	194 895,14	197 826,36	201 754,91	205 195,43	208 352,31	212 584,37	217 752,71	221 768,36	226 092,33
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	8 857 743,36	9 137 583,10	9 278 819,54	9 567 357,49	9 868 710,96	10 377 163,44	10 618 896,98	10 931 552,33	11 363 103,82	11 740 890,21	12 003 661,14
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг												
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	721 285,88	710 513,83	695 195,34	746 556,22	783 617,03	837 652,03	863 130,57	850 936,58	738 470,30	856 614,11	816 721,77
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	282 903,66	272 739,19	261 161,57	274 457,73	281 909,74	294 880,08	297 314,29	286 797,55	243 518,10	276 365,60	257 782,56
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	252 828,46	244 169,20	234 220,57	246 592,87	253 759,15	265 938,56	268 654,42	259 665,66	220 927,70	251 247,76	234 850,20
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 257 018,00	1 227 422,22	1 190 577,48	1 267 606,82	1 319 285,92	1 398 470,67	1 429 099,28	1 397 399,78	1 202 916,10	1 384 227,46	1 309 354,53
Административные расходы	тыс.тг.	360 974,17	375 413,14	390 429,66	406 046,85	422 288,72	439 180,27	456 747,48	475 017,38	494 018,08	513 778,80	534 329,95
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	277 971,79	289 090,67	300 654,29	312 680,46	325 187,68	338 195,19	351 723,00	365 791,92	380 423,59	395 640,54	411 466,16
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	83 002,38	86 322,47	89 775,37	93 366,39	97 101,04	100 985,08	105 024,49	109 225,47	113 594,49	118 138,26	122 863,80
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	246 618,29	249 094,46	249 858,44	252 790,59	256 446,96	260 345,18	264 601,04	265 081,65	262 898,82	271 040,82	271 374,98
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	174 950,14	173 460,45	170 992,64	172 125,86	172 882,32	173 767,20	173 067,19	171 182,96	165 820,00	169 214,65	166 352,55
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	71 668,15	75 634,01	78 865,80	80 664,73	83 564,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 864 610,45	1 851 929,83	1 830 865,58	1 926 444,26	1 998 021,60	2 097 996,12	2 150 447,80	2 137 498,82	1 959 833,01	2 169 047,09	2 115 059,47
Итого затраты	тыс.тг.	10 722 353,81	10 989 512,93	11 109 685,12	11 493 801,75	11 866 732,56	12 475 159,56	12 769 344,78	13 069 051,15	13 322 936,82	13 909 937,30	14 118 720,61
Доходы (убытки)												
Производственный доход	тыс.тг.	52 433 470,80	53 581 489,92	54 432 435,76	56 273 415,18	58 114 002,21	59 865 835,17	61 317 043,54	62 515 365,22	63 001 328,55	65 512 204,53	66 478 360,26
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	10 722 353,81	10 989 512,93	11 109 685,12	11 493 801,75	11 866 732,56	12 475 159,56	12 769 344,78	13 069 051,15	13 322 936,82	13 909 937,30	14 118 720,61
Операционный доход	тыс.тг.	41 711 116,99	42 591 976,99	43 322 750,63	44 779 613,43	46 247 269,65	47 390 675,62	48 547 698,76	49 446 314,07	49 678 391,73	51 602 267,23	52 359 639,65
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	4 397 299,20	4 165 026,63	3 918 490,17	4 046 141,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	37 313 817,79	38 426 950,35	39 404 260,46	40 733 471,76	46 247 269,65	47 390 675,62	48 547 698,76	49 446 314,07	49 678 391,73	51 602 267,23	52 359 639,65
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	4 206 272,44	3 575 331,57	3 039 031,84	2 583 177,06	2 195 700,50	1 866 345,43	1 586 393,61	1 348 434,57	1 146 169,39	974 243,98	828 107,38
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	37 504 844,55	39 016 645,41	40 283 718,80	42 196 436,36	44 051 569,15	45 524 330,19	46 961 305,14	48 097 879,50	48 532 222,34	50 628 023,25	51 531 532,27
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	37 504 844,55	39 016 645,41	40 283 718,80	42 196 436,36	44 051 569,15	45 524 330,19	46 961 305,14	48 097 879,50	48 532 222,34	50 628 023,25	51 531 532,27
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	7 500 968,91	7 803 329,08	8 056 743,76	8 439 287,27	8 810 313,83	9 104 866,04	9 392 261,03	9 619 575,90	9 706 444,47	10 125 604,65	10 306 306,45
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	29 812 848,88	30 623 621,27	31 347 516,70	32 294 184,48	37 436 955,82	38 285 809,58	39 155 437,73	39 826 738,17	39 971 947,26	41 476 662,58	42 053 333,20
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	11 834 186,72	12 576 742,06	12 546 085,31	12 721 690,34	12 923 102,00	13 247 199,63	13 417 619,67	13 580 939,81	13 659 186,13	14 130 529,05	14 268 020,96
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	17 978 662,17	18 046 879,21	18 801 431,40	19 572 494,14	24 513 853,82	25 038 609,95	25 737 818,05	26 245 798,36	26 312 761,13	27 346 133,53	27 785 312,24

продолжение таблицы 4.2.3

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1	2	25	26	27	28	29	30	31
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	777 788,46	809 411,17	843 040,01	875 700,21	909 902,49	913 544,42	734 185,37
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	11 270,81	9 510,83	7 178,47	6 316,68	5 138,98	5 018,35	4 229,92
Затраты на материалы	тыс.тг.	216 055,56	182 317,53	137 607,52	121 087,52	98 511,58	96 199,16	81 085,43
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	642 592,62	668 296,32	695 028,17	722 829,30	751 742,47	781 812,17	813 084,66
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	422 141,78	439 027,46	456 588,55	474 852,10	493 846,18	513 600,03	534 144,03
Ремонт скважин	тыс.тг.	642 692,04	668 399,72	695 135,71	722 941,14	751 858,79	781 933,14	813 210,46
НИР	тыс.тг.	113 938,40	118 495,94	123 235,78	128 165,21	133 291,82	138 623,49	144 168,43
Услуги производственного характера	тыс.тг.	1 956 074,12	2 034 317,09	2 115 689,77	2 200 317,36	2 288 330,06	2 379 863,26	2 475 057,79
Транспортные услуги	тыс.тг.	685 864,13	713 298,70	741 830,64	771 503,87	802 364,02	834 458,58	867 836,93
Охрана труда	тыс.тг.	493 285,19	513 016,60	533 537,26	554 878,75	577 073,90	600 156,86	624 163,13
Охрана объектов	тыс.тг.	1 160 390,44	1 206 806,06	1 255 078,30	1 305 281,43	1 357 492,69	1 411 792,40	1 468 264,10
Страхование	тыс.тг.	366 090,90	380 734,53	395 963,91	411 802,47	428 274,57	445 405,55	463 221,77
Командировочные расходы	тыс.тг.	440,26	457,87	476,18	495,23	515,04	535,64	557,07
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	2 844 994,59	2 958 794,37	3 077 146,15	3 200 231,99	3 328 241,27	3 461 370,92	3 599 825,76
Затраты на персонал	тыс.тг.	386 898,82	402 374,77	418 469,76	435 208,55	452 616,90	470 721,57	489 550,43
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	47 310,81	48 894,93	50 558,69	52 273,78	54 502,14	54 891,85	38 354,36
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	119 914,72	101 189,51	76 374,65	67 205,75	54 675,70	53 392,26	45 003,87
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	180 103,51	187 307,66	194 799,96	202 591,96	210 695,64	219 123,46	227 888,40
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	136 340,42	120 524,93	106 544,04	94 184,93	83 259,48	73 601,38	65 063,62
Осушка газа VAR opet	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	11 204 187,59	11 563 175,98	11 924 283,54	12 347 868,24	12 782 333,71	13 236 044,49	13 488 895,52
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	607 690,84	631 998,48	657 278,42	683 569,55	710 912,34	739 348,83	768 922,78
Налог на имущество	тыс.тг.	65 109,94	55 343,45	47 041,93	39 985,64	33 987,80	28 889,63	24 556,18
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	121 228,69	102 298,30	77 211,53	67 942,16	55 274,81	53 977,31	45 497,00
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	266 554,78	223 055,91	166 968,00	145 726,18	117 601,77	113 927,15	95 272,84
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	230 153,42	235 870,00	242 212,72	246 845,19	251 997,95	242 787,11	163 709,52
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	12 494 925,27	12 811 742,12	13 114 996,14	13 531 936,97	13 952 108,36	14 414 974,52	14 586 853,85
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	921 039,84	777 215,40	586 617,67	516 193,27	419 952,59	410 094,78	345 665,30
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	284 392,44	234 757,99	173 321,35	149 178,17	118 704,38	113 370,81	93 454,39
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	259 654,02	214 811,66	158 953,99	137 128,73	109 374,53	104 712,86	86 530,93
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	1 465 086,31	1 226 785,05	918 893,01	802 500,18	648 031,50	628 178,44	525 650,62
Административные расходы	тыс.тг.	555 703,15	577 931,28	601 048,53	625 090,47	650 094,09	676 097,85	703 141,77
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	427 924,81	445 041,80	462 843,47	481 357,21	500 611,50	520 635,96	541 461,40
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	127 778,35	132 889,48	138 205,06	143 733,26	149 482,59	155 461,90	161 680,37
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	276 379,90	275 062,09	272 139,31	272 592,86	273 435,50	269 795,52	228 185,47
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	168 672,12	163 020,22	156 507,55	153 350,03	149 956,82	141 972,18	95 825,02
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	2 297 169,36	2 079 778,42	1 792 080,84	1 700 183,51	1 571 561,09	1 574 071,81	1 456 977,85
Итого затраты	тыс.тг.	14 792 094,63	14 891 520,54	14 907 076,99	15 232 120,48	15 523 669,45	15 989 046,33	16 043 831,70
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг.	68 745 610,19	69 139 231,89	69 302 512,35	70 158 975,93	71 072 254,24	69 255 958,49	47 681 685,41
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	14 792 094,63	14 891 520,54	14 907 076,99	15 232 120,48	15 523 669,45	15 989 046,33	16 043 831,70
Операционный доход	тыс.тг.	53 953 515,55	54 247 711,35	54 395 435,36	54 926 855,44	55 548 584,79	53 266 912,16	31 637 853,70
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	53 953 515,55	54 247 711,35	54 395 435,36	54 926 855,44	55 548 584,79	53 266 912,16	31 637 853,70
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	703 891,27	598 307,58	508 561,45	432 277,23	367 435,64	312 320,30	265 472,25
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	53 249 624,28	53 649 403,77	53 886 873,91	54 494 578,21	55 181 149,15	52 954 591,86	31 372 381,45
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	53 249 624,28	53 649 403,77	53 886 873,91	54 494 578,21	55 181 149,15	52 954 591,86	31 372 381,45
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	10 649 924,86	10 729 880,75	10 777 374,78	10 898 915,64	11 036 229,83	10 590 918,37	6 274 476,29
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	43 303 590,70	43 517 830,60	43 618 060,57	44 027 939,80	44 512 354,96	42 675 993,78	25 363 377,41
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	14 772 439,58	14 814 135,52	14 799 052,47	15 008 272,05	15 213 944,23	15 194 141,02	8 848 203,53
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	28 531 151,12	28 703 695,08	28 819 008,11	29 019 667,75	29 298 410,73	27 481 852,76	16 515 173,89

Составляющие	Ед.изм	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	32	33	34	35	36
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)						
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	594 195,13	525 748,10	488 390,18	476 134,70	467 092,00
Затраты на химреагенты	тыс.тг.	3 580,66	3 120,39	2 784,13	2 453,83	2 088,62
Затраты на материалы	тыс.тг.	68 639,31	59 816,18	53 370,30	47 038,65	40 037,70
Ремонт зданий и сооружений	тыс.тг.	845 608,05	879 432,37	914 609,66	951 194,05	989 241,81
Ремонт прочего оборудования	тыс.тг.	555 509,79	577 730,18	600 839,39	624 872,96	649 867,88
Ремонт скважин	тыс.тг.	845 738,88	879 568,44	914 751,17	951 341,22	989 394,87
НИР	тыс.тг.	149 935,17	155 932,57	162 169,88	168 656,67	175 402,94
Услуги производственного характера	тыс.тг.	2 574 060,10	2 677 022,50	2 784 103,40	2 895 467,54	3 011 286,24
Транспортные услуги	тыс.тг.	902 550,41	938 652,42	976 198,52	1 015 246,46	1 055 856,32
Охрана труда	тыс.тг.	649 129,66	675 094,84	702 098,64	730 182,58	759 389,89
Охрана объектов	тыс.тг.	1 526 994,66	1 588 074,45	1 651 597,42	1 717 661,32	1 786 367,77
Страхование	тыс.тг.	481 750,65	501 020,67	521 061,50	541 903,96	563 580,12
Командировочные расходы	тыс.тг.	579,35	602,52	626,62	651,69	677,76
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	3 743 818,79	3 893 571,54	4 049 314,40	4 211 286,98	4 379 738,46
Затраты на персонал	тыс.тг.	509 132,45	529 497,75	550 677,66	572 704,77	595 612,96
Хранение СУГ Автоналив	тыс.тг.	29 377,24	24 784,98	21 839,57	19 755,26	17 927,21
Прочие лифтинг затраты	тыс.тг.	38 096,05	33 199,05	29 621,48	26 107,29	22 221,64
Прочие производственные затраты	тыс.тг.	237 003,94	246 484,10	256 343,46	266 597,20	277 261,09
Годовая стоимость поддержания работы УКПГ/УПГ/УОГ	тыс.тг.	57 516,24	50 844,36	44 946,41	39 732,63	35 123,64
Осушка газа VAR opet	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывод из консервации	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	13 813 216,50	14 240 197,40	14 725 343,79	15 258 989,76	15 818 168,90
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	799 679,69	831 666,88	864 933,56	899 530,90	935 512,13
Налог на имущество	тыс.тг.	20 872,76	17 741,84	15 080,57	12 818,48	10 895,71
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	38 513,49	33 562,83	29 946,05	26 393,37	22 465,14
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	80 022,16	69 200,25	61 274,63	53 600,42	45 285,04
НДПИ на добычу природного газа	тыс.тг.	122 763,18	101 661,49	87 995,13	77 941,92	69 283,11
Расходы на НИОКР в размере 1% от СГД	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого производственных затрат	тыс.тг.	14 875 067,78	15 294 030,70	15 784 573,73	16 329 274,85	16 901 610,03
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг						
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	292 607,77	254 994,97	227 516,34	200 524,66	170 679,79
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	77 362,85	65 925,91	57 516,12	49 564,55	41 246,32
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	71 812,71	61 354,56	53 669,52	46 374,87	38 698,74
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	441 783,33	382 275,45	338 701,98	296 464,08	250 624,85
Административные расходы	тыс.тг.	731 267,44	760 518,14	790 938,86	822 576,42	855 479,47
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг.	563 119,85	585 644,64	609 070,43	633 433,25	658 770,58
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг.	168 147,59	174 873,49	181 868,43	189 143,17	196 708,89
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	206 117,55	196 160,51	191 696,69	189 948,43	189 548,88
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	71 228,59	58 028,35	49 294,71	42 694,99	36 958,98
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	1 379 168,32	1 338 954,10	1 321 337,53	1 308 988,93	1 295 653,20
Итого затраты	тыс.тг.	16 254 236,09	16 632 984,80	17 105 911,26	17 638 263,78	18 197 263,23
Доходы (убытки)						
Производственный доход	тыс.тг.	36 214 976,43	30 229 524,66	26 335 493,76	23 441 461,22	20 885 936,52
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	16 254 236,09	16 632 984,80	17 105 911,26	17 638 263,78	18 197 263,23
Операционный доход	тыс.тг.	19 960 740,34	13 596 539,86	9 229 582,50	5 803 197,45	2 688 673,29
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Балансовая прибыль	тыс.тг.	19 960 740,34	13 596 539,86	9 229 582,50	5 803 197,45	2 688 673,29
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	225 651,42	191 803,70	163 033,15	138 578,18	117 791,45
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	19 735 088,93	13 404 736,16	9 066 549,35	5 664 619,27	2 570 881,84
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	19 735 088,93	13 404 736,16	9 066 549,35	5 664 619,27	2 570 881,84
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	3 947 017,79	2 680 947,23	1 813 309,87	1 132 923,85	514 176,37
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг.	16 013 722,56	10 915 592,63	7 416 272,63	4 670 273,59	2 174 496,92
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	3 855 443,73	1 461 183,89	401 123,91	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	12 158 278,83	9 454 408,74	7 015 148,72	4 670 273,59	2 174 496,92

Таблица 4.2.4 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант строительство УКПГ

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	1 649 632 998	4 074 575	6 990 162	42 818 232	44 830 586	46 945 156	47 876 443	48 669 540	49 655 953	50 367 242	51 416 536
Итого приток средств	тыс.тг.	1 649 632 998	4 074 575	6 990 162	42 818 232	44 830 586	46 945 156	47 876 443	48 669 540	49 655 953	50 367 242	51 416 536
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	408 465 158	1 482 875	2 830 702	7 743 321	9 119 596	9 233 475	9 546 719	9 559 704	9 626 003	9 902 791	10 364 717
прямые затраты	тыс.тг.	310 662 561	1 209 043	1 865 918	3 758 680	5 301 855	5 532 753	5 990 563	6 159 070	6 342 077	6 695 589	7 166 815
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	40 160 597	54 598	330 200	1 544 136	1 903 500	1 795 992	1 660 016	1 532 799	1 427 023	1 366 312	1 348 641
расходы периода	тыс.тг.	57 642 001	219 234	634 584	2 440 504	1 914 241	1 904 730	1 896 139	1 867 835	1 856 902	1 840 891	1 849 262
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	107 233 661	384 805	36 673 105	63 976 879	5 286 135	912 737	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	11 037 718	0	0	5 431 026	4 786 915	819 777	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	96 195 942	384 805	36 673 105	58 545 853	499 220	92 960	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	226 920 333	506 796	0	3 874 057	4 550 224	5 311 777	5 769 969	6 210 388	6 636 148	6 928 524	7 220 653
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	308 860 450	653 277	0	3 127 455	3 641 363	5 681 300	7 028 870	8 352 234	9 571 129	10 398 843	11 132 737
Баланс НДС	тыс.тг.	148 759 717	249 656	-3 885 523	-3 286 009	3 891 448	4 652 769	4 827 047	4 916 055	5 026 495	5 101 848	5 205 062
Итого отток средств	тыс.тг.	1 200 239 319	3 277 408	35 618 284	75 435 702	26 488 767	25 792 059	27 172 605	29 038 381	30 859 775	32 332 007	33 923 169
Поток денежной наличности	тыс.тг.	449 393 679	797 167	-28 628 122	-32 617 470	18 341 820	21 153 098	20 703 838	19 631 159	18 796 178	18 035 236	17 493 367
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	82 230 163	797 167	-25 826 001	-26 544 765	13 465 898	14 009 776	12 370 076	10 581 123	9 139 442	7 911 089	6 922 327
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	45 080 952	797 167	-24 894 019	-24 663 494	12 060 044	12 094 352	10 293 467	8 487 092	7 066 179	5 895 751	4 972 707
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	20 147 952	797 167	-23 856 769	-22 651 021	10 614 479	10 201 147	8 320 408	6 574 435	5 245 668	4 194 419	3 390 332
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	449 393 679	797 167	-27 830 956	-60 448 426	-42 106 607	-20 953 509	-249 671	19 381 488	38 177 666	56 212 901	73 706 269
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	82 230 163	797 167	-25 028 835	-51 573 599	-38 107 701	-24 097 925	-11 727 849	-1 146 727	7 992 715	15 903 803	22 826 131
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	45 080 952	797 167	-24 096 853	-48 760 346	-36 700 302	-24 605 950	-14 312 484	-5 825 392	1 240 787	7 136 538	12 109 245
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	20 147 952	797 167	-23 059 602	-45 710 623	-35 096 144	-24 894 998	-16 574 589	-10 000 154	-4 754 486	-560 066	2 830 265

продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	2	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	52 433 471	53 581 490	54 432 436	56 273 415	58 114 002	59 865 835	61 317 044	62 515 365	63 001 329	65 512 205	66 478 360
Итого приток средств	тыс.тг.	52 433 471	53 581 490	54 432 436	56 273 415	58 114 002	59 865 835	61 317 044	62 515 365	63 001 329	65 512 205	66 478 360
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	10 722 354	10 989 513	11 109 685	11 493 802	11 866 733	12 475 160	12 769 345	13 069 051	13 322 937	13 909 937	14 118 721
прямые затраты	тыс.тг.	7 563 401	7 886 580	8 066 473	8 356 464	8 657 798	9 153 386	9 389 870	9 707 882	10 182 617	10 502 243	10 770 778
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 294 342	1 251 003	1 212 346	1 210 894	1 210 913	1 223 778	1 229 027	1 223 670	1 180 487	1 238 647	1 232 883
расходы периода	тыс.тг.	1 864 610	1 851 930	1 830 866	1 926 444	1 998 022	2 097 996	2 150 448	2 137 499	1 959 833	2 169 047	2 115 059
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	7 500 969	7 803 329	8 056 744	8 439 287	8 810 314	9 104 866	9 392 261	9 619 576	9 706 444	10 125 605	10 306 306
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	11 834 187	12 576 742	12 546 085	12 721 690	12 923 102	13 247 200	13 417 620	13 580 940	13 659 186	14 130 529	14 268 021
Баланс НДС	тыс.тг.	5 289 413	5 406 352	5 506 022	5 685 835	5 870 377	6 015 396	6 166 670	6 292 360	6 349 689	6 586 438	6 700 643
Итого отток средств	тыс.тг.	35 346 923	36 775 936	37 218 537	38 340 614	39 470 526	40 842 622	41 745 895	42 561 927	43 038 256	44 752 509	45 393 691
Поток денежной наличности	тыс.тг.	17 086 548	16 805 554	17 213 899,22	17 932 800,96	18 643 476,61	19 023 213,46	19 571 148,52	19 953 438,29	19 963 072,41	20 759 695,47	21 084 669,55
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.											
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	6 099 544	5 412 030	5 000 931	4 699 851	4 407 853	4 057 406	3 765 695	3 463 466	3 125 970	2 932 532	2 686 908
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	4 223 533	3 612 240	3 217 401	2 914 581	2 634 858	2 337 848	2 091 466	1 854 191	1 613 118	1 458 687	1 288 279
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	2 759 573	2 261 826	1 930 653	1 676 069	1 452 076	1 234 711	1 058 562	899 366	749 834	649 796	549 974
Накопленный поток денежной наличности												
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	90 792 817	107 598 371	124 812 270	142 745 071	161 388 548	180 411 761	199 982 910	219 936 348	239 899 420	260 659 116	281 743 785
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	28 925 675	34 337 704	39 338 636	44 038 486	48 446 340	52 503 745	56 269 440	59 732 906	62 858 876	65 791 408	68 478 316
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	16 332 778	19 945 018	23 162 419	26 077 001	28 711 858	31 049 706	33 141 172	34 995 363	36 608 482	38 067 168	39 355 448
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	5 589 838	7 851 664	9 782 317	11 458 386	12 910 463	14 145 173	15 203 736	16 103 102	16 852 936	17 502 732	18 052 706

продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	2	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	68 745 610	69 139 232	69 302 512	70 158 976	71 072 254	69 255 958	47 681 685	36 214 976	30 229 525	26 335 494	23 441 461	20 885 937
Итого приток средств	тыс.тг.	68 745 610	69 139 232	69 302 512	70 158 976	71 072 254	69 255 958	47 681 685	36 214 976	30 229 525	26 335 494	23 441 461	20 885 937
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	14 792 095	14 891 521	14 907 077	15 232 120	15 523 669	15 989 046	16 043 832	16 254 236	16 632 985	17 105 911	17 638 264	18 197 263
прямые затраты	тыс.тг.	11 204 188	11 563 176	11 924 284	12 347 868	12 782 334	13 236 044	13 488 896	13 813 217	14 240 197	14 725 344	15 258 990	15 818 169
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	1 290 738	1 248 566	1 190 713	1 184 069	1 169 775	1 178 930	1 097 958	1 061 851	1 053 833	1 059 230	1 070 285	1 083 441
расходы периода	тыс.тг.	2 297 169	2 079 778	1 792 081	1 700 184	1 571 561	1 574 072	1 456 978	1 379 168	1 338 954	1 321 338	1 308 989	1 295 653
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурение	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство	тыс.тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	10 649 925	10 729 881	10 777 375	10 898 916	11 036 230	10 590 918	6 274 476	3 947 018	2 680 947	1 813 310	1 132 924	514 176
Налог на сверхприбыль	тыс.тг.	14 772 440	14 814 136	14 799 052	15 008 272	15 213 944	15 194 141	8 848 204	3 855 444	1 461 184	401 124	0	0
Баланс НДС	тыс.тг.	6 901 932	6 972 197	7 029 250	7 121 404	7 227 182	6 976 141	4 400 284	3 023 013	2 285 273	1 788 231	1 405 407	1 061 358
Итого отток средств	тыс.тг.	47 116 391	47 407 734	47 512 754	48 260 712	49 001 025	48 750 247	35 566 796	27 079 711	23 060 389	21 108 576	20 176 595	19 772 798
Поток денежной наличности	тыс.тг.	21 629 219,03	21 731 497,87	21 789 758,43	21 898 263,57	22 071 229,21	20 505 711,86	12 114 889,90	9 135 265,49	7 169 135,48	5 226 918,17	3 264 866,09	1 113 138,68
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.												
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	2 486 516	2 253 743	2 038 597	1 848 217	1 680 483	1 408 467	750 681	510 648	361 519	237 780	133 986	41 210
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	1 149 175	1 004 008	875 391	765 000	670 472	541 665	278 277	182 466	124 517	78 942	42 878	12 712
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	470 148	393 643	328 915	275 461	231 364	179 128	88 191	55 417	36 242	22 020	11 462	3 256
Накопленный поток денежной наличности													
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	303 373 004	325 104 502	346 894 261	368 792 524	390 863 754	411 369 465	423 484 355	432 619 621	439 788 756	445 015 674	448 280 541	449 393 679
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	70 964 832	73 218 575	75 257 171	77 105 388	78 785 871	80 194 338	80 945 020	81 455 668	81 817 187	82 054 967	82 188 953	82 230 163
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	40 504 623	41 508 631	42 384 022	43 149 022	43 819 494	44 361 159	44 639 436	44 821 902	44 946 419	45 025 362	45 068 239	45 080 952
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	18 522 854	18 916 496	19 245 411	19 520 872	19 752 236	19 931 364	20 019 555	20 074 972	20 111 214	20 133 234	20 144 695	20 147 952

18.3 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Критерий экономической эффективности, которые были рассчитаны в ходе технико-экономического анализа, легли в основу сравнения результатов по вариантам и выбора наиболее приемлемого к внедрению варианта. Основными критериями доходности по настоящему проекту являются потоки денежной наличности, чистая приведенная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта.

Технико-экономическая оценка проведена по трем вариантам строительства, на основе утвержденного в «Проекте разработки 2024г» варианта разработки месторождения Западная Пророва, газовая залежь.

При принятых условиях и допущениях, представленный проект экономически эффективен по всем вариантам разработки. Для выбора наилучшего варианта строительства на месторождении Западная Пророва газовая залежь проведено сравнение результатов основных экономических показателей по рассматриваемым вариантам, приведенных в сводной таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки и вариантов обустройства по месторождению в целом

Наименование показателей	Ед.изм.	1- вариант УПГ	2-вариант УКПГ	3- вариант УОГ	4 вариант
Рентабельный период	период	2025 - 2056	2025 - 2057	2025 - 2058	2025 - 2057
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	1 457 944,4	1 649 633,0	1 463 773,7	1 649 633,0
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	96 553,3	107 233,7	80 399,3	110 380,9
в строительство скважин	млн. тг	11 037,72	11 037,72	11 037,72	11 037,72
в строительство установки и обустройство скважин	млн. тг	85 515,59	96 195,94	69 361,56	99 343,18
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	359 952,7	408 465,2	619 909,0	408 979,1
производственные расходы	млн. тг	270 915,3	310 662,6	544 192,7	310 635,2
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	36 440,3	40 160,6	26 126,7	40 456,2
непроизводственные расходы	млн. тг	52 597,1	57 642,0	49 589,6	57 887,8
- Поток денежной наличности	млн. тг	391 688,7	449 393,7	364 583,9	449 149,1
- Поступления Государству	млн. тг	401 656,6	443 976,1	250 576,2	441 623,3
Чистые дисконтированные поступления					
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	76 056,7	82 230,2	76 559,6	82 136,5
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	43 069,4	45 081,0	45 962,6	45 038,8
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	20 630,0	20 148,0	24 904,2	20 174,0
Окупаемость без учета дисконтирования	год	2 030	2 031	2 030	2 031
Окупаемость с учета дисконтирования	год	2 031	2 032	2 031	2 032
IRR	%	29,8%	28,2%	34,9%	28,3%
Индекс доходности (PI)					
при 0% дисконта	ед.	5,057	5,191	5,535	5,069
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,940	1,913	2,138	1,891
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,566	1,533	1,728	1,521
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,291	1,255	1,424	1,251

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

18.4 Выводы

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает второй вариант разработки и третий вариант обустройства, не предусматривает строительство силами недропользователя, предусматривающий отправку газа на осушку и подготовку:

Результаты технико-экономических расчетов по первому варианту строительства УПГ собственными силами недропользователя показали следующие результаты:

- первый вариант** предполагает строительство УПГ с неполным циклом. Капитальные вложения в строительство УПГ составили **80 493,520 млн.тг.** всего капитальные вложения с учетом бурения и обустройства новых скважин составили **96 553,3 млн.тг.** Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,85% составила **76 056,7 млн.тг.** Окупаемость проекта наступит в 2030г при имеющихся входных данных, IRR составит 29,8%.

Результаты технико-экономических расчетов по второму варианту строительства УКПГ силами недропользователя показали следующие результаты:

- второй вариант** предполагает строительство УКПГ с полным циклом. Капитальные вложения в строительство УКПГ составили **90 688,698 млн.тг.** всего капитальные вложения с учетом бурения и обустройства новых скважин составили **107 233,7 млн.тг.** Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,85% составила **82 230,2 млн.тг.** Окупаемость проекта наступит в 2031г при имеющихся входных данных, IRR составит 28,2%.

Результаты технико-экономических расчетов по третьему варианту строительства УОГ собственными силами недропользователя показали следующие результаты:

- **третий вариант** предполагает строительство УОГ с полным циклом. Капитальные вложения в строительство УОГ составили **65 082,439 млн.тг.** всего капитальные вложения с учетом бурения и обустройства новых скважин составили **80 399,3 млн.тг.** Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,85% составила **76 559,6 млн.тг.** Окупаемость проекта наступит в 2030г при имеющихся входных данных, IRR составит 34,9%.

Результаты технико-экономических расчетов по четвертому варианту со строительством первого пускового комплекса и строительством УКПГ собственными силами недропользователя показали следующие результаты:

- **четвертый вариант** предполагает строительство первого пускового комплекса и строительство УКПГ с полным циклом. Капитальные вложения в строительство УОГ составили **93 528,901 млн.тг.** всего капитальные вложения с учетом бурения и

Инв. № подл.	Подпись и дата	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,85% составила 76 559,6 млн.тг. Окупаемость проекта наступит в 2030г при имеющихся входных данных, IRR составит 34,9%. Результаты технико-экономических расчетов по четвертому варианту со строительством первого пускового комплекса и строительством УКПГ собственными силами недропользователя показали следующие результаты: четвертый вариант предполагает строительство первого пускового комплекса и строительство УКПГ с полным циклом. Капитальные вложения в строительство УОГ составили 93 528,901 млн.тг. всего капитальные вложения с учетом бурения и							
		0208-1006276/2024/1/80-01-01-ФЗМ							
Инв. № подл.		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист	430

обустройства новых скважин составили **110 380,902 млн.тг.** Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,85% составила **82 136,5 млн.тг.** Окупаемость проекта наступит в 2031г при имеющихся входных данных, IRR составит 28,3%.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по **второму варианту** строительство УКПГ чистая приведенная стоимость оказалась лучше, по сравнению с другими альтернативными вариантами.

Также необходимо отметить, что выбор между этими вариантами может быть основан на множестве факторов, включая экономическую ситуацию на момент строительства, доступность инфраструктуры, требования по качеству газа, безопасность и т.д., что может повлечь за собой выбор альтернативных вариантов.

18.5 Анализ рисков

Проекты, связанные с освоением ресурсов углеводородного сырья, характеризуются повышенной степенью риска, вызываемого особенностями процессов поиска, разведки и освоения месторождений. Риск определяется как опасность, возможность убытка или ущерба. Нефтегазовые проекты характеризуются достаточно высокой степенью рисков:

- большая зависимость показателей от природных условий;
- изменчивость погоды во времени;
- вероятностный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений;
- высокая капиталоемкость нефтегазодобычи;
- длительный период возмещения начального капитала.

В условиях рыночной экономики государство не несет ответственности за обязательства предприятий и поэтому, все последствия реализации неэффективного решения целиком ложатся на администрацию и коллектив самого предприятия.

Экономическая теория предполагает, что большинство потенциальных инвесторов не склонны к риску. Из двух проектов инвестиций с одинаковым уровнем ожидаемой прибыли будет выбран тот, которому соответствует меньший риск. Риск проекта теснейшим образом связан с величиной прибыли на инвестированный капитал. Чем выше уровень риска проекта, тем он должен генерировать большую прибыль, компенсирующую этот риск.

Все виды рисков, которые могут возникнуть при реализации проекта можно подразделить на несколько видов: политический, социальный, экономический, экологический, риски, связанные с географическим положением, правовые риски, финансовый и производственный риск.

Политический риск

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ	Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		431

Политический риск связан с возможностью ухудшения политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране и регионе.

В настоящее время наблюдается положительная тенденция повышения международных рейтингов Республики Казахстан. В соответствии с классификацией международных рейтинговых агентств, Казахстан получил инвестиционный рейтинг, в соответствии с которым экономическая и политическая ситуация в Казахстане оценивается как неопасная в краткосрочной перспективе.

В Республике Казахстан целенаправленно идет работа на интеграцию мировую экономику. Главным фактором в структурных преобразованиях экономики Казахстана становится государственная инвестиционная политика. Стране за годы независимости удалось создать достаточно продуктивную модель инвестиционной политики. Благоприятными факторами, способствующими повышению рейтингов Казахстана, являются экономический рост, наблюдающейся в республике в течение последних нескольких лет, повлекший за собой улучшение большинства экономических показателей, включая профицит счета текущих операций, а также рост золотовалютных резервов и сокращение внешних краткосрочных обязательств.

Постоянно происходит совершенствование налогового законодательства. Налоговое бремя на производителей продукции постоянно сокращается. Политическая система государства стабильна, поэтому политический риск является в настоящее время минимальным.

Социальный риск

Социальный риск характеризуется уровнем безработицы, возможностью забастовок, выражением недоверия со стороны работников органам власти на местах и администрации предприятия. В настоящее время, когда нефтегазовая отрасль развивается быстрыми темпами, происходит открытие новых месторождений, создание многих новых фирм, которые готовы перерабатывать продукцию нефтегазового комплекса, говорить о безработице не приходится, приходится говорить о недостатке рабочих кадров. Представленный проект способствует созданию условий для создания новых рабочих мест.

Стабильность государства, сдерживание роста безработицы, рост реальной зарплаты значительно уменьшают риски забастовок и выражение недовольства со стороны трудящихся.

Экономический риск

Экономический риск оценивался анализом чувствительности основного показателя эффективности, определяющего выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта – чистым дисконтированным поступлениям проекта (NPV) к изменению следующих факторов, которые отражаются на оценке рентабельности проекта: объем добычи, уровень цен на реализуемую

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ	Лист	
											432
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

продукцию, объем капитальных вложений в проект, эксплуатационные затраты по проекту и ставки WACC. В соответствии с принятыми нормами руководящих документов нефтяной и газовой отрасли, расчеты были проведены при изменении цен, затрат и добычи в диапазоне $\pm 20\%$. Это позволило получить доверительные интервалы для корректировки построенных номограмм к изменению экономических условий.

В целом, анализ данных показал, что у проекта есть определенный запас прочности к изменению основных экономических показателей. Более подробно об экономическом риске приведено в разделе «Анализ чувствительности проекта».

Экологический риск

В Экологическом кодексе Республики Казахстан дано правильное законодательное толкование понятию экологический риск, как «вероятность неблагоприятных изменений состояния окружающей среды и (или) природных объектов вследствие влияния определенных факторов». При этом экологический риск может быть вызван не только деятельностью человека, но и чрезвычайными ситуациями природного характера. Поэтому весьма важным здесь является точная оценка экологического риска, путем выявления и анализа вероятности наступления событий, имеющих неблагоприятные последствия для состояния окружающей среды, здоровья населения, экономики страны, отдельного региона или предприятия.

Экологические риски, связанные с эксплуатацией месторождения, относятся к технологии самой системы эксплуатации объекта. В проекте предусмотрено применение современного высококачественного оборудования, которое соответствует работе в агрессивных средах. Поэтому риски техногенного характера сведены до минимума.

Так как Заказчиком проекта является опытная эксплуатационная компания, где построена четкая структура аппарата управления, установлены взаимосвязи между уровнями управления, разработаны нормы, нормативы и методики управления, будет справедливо утверждать, что риск неправильной эксплуатации проектируемого месторождения будет отсутствовать.

Финансовый риск

Финансовый риск – это тот риск, который понесет заказчик проекта при его претворении в жизнь. Он возникает при неправильной оценке спроса, конкурентов и цен на выпускаемую продукцию, при колебании рыночной конъюнктуры, валютных курсов и т.д.

В настоящее время спрос на газ не только не снижается, все время возрастает.
Вероятность возникновения данного риска оценивается как средняя.

Правовые риски

Финансовые результаты и деятельность участников проекта находятся под влиянием частых изменений в налоговом законодательстве Республики Казахстан. Как и любой иной

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ	Лист
										433
Инв. № подл.			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

субъект хозяйственной деятельности, оператор является участником налоговых отношений. В настоящее время в РК действует Налоговый кодекс и ряд законов, регулирующих объем и выплату различных налогов. Существующие налоги включают в себя, в частности, налог на добавленную стоимость, корпоративный подоходный налог юридических лиц (налог на прибыль), налог на сверхприбыль, налог на добычу полезных ископаемых (нефти, конденсата и газа), налог на имущество, единый социальный налог, налог на транспортные средства и прочие налоги и отчисления. Но различные министерства и государственные ведомства, как и их представители, зачастую расходятся во мнениях относительно правовой интеграции тех и иных вопросов, что создает неопределенность и противоречия. Подготовка и представление налоговой отчетности вместе с другими компонентами системы налогообложения находятся в ведении и под контролем различных органов, имеющих законодательно закрепленное право налагать существенные штрафы, санкции и пени. Вследствие этого налоговые риски в Казахстане существенно превышают риски, характерные для стран с более развитой фискальной системой.

Производственный риск

Производственный риск – это вероятность убытков или дополнительных издержек, связанных со сбоями или остановкой производственных процессов, нарушением технологии выполнения операций, низким качеством сырья или работы персонала и т.п.

В данном проекте производственный риск связан с эксплуатацией запроектированных объектов месторождения. При определении производственного риска по настоящему проекту стоит учитывать, что в проекте предусмотрено применение высоко автоматизированного производства, современного высококачественного оборудования, которое соответствует бесперебойной добыче газа.

Поскольку предполагается, что эксплуатацию запроектированных объектов будет производить компания, имеющая высококвалифицированных специалистов и рабочих, которые будут соблюдать все существующие нормы и правила, риск производственного характера должен быть сведен до минимума.

На основе прогнозирования всех возможных рисков руководству предприятия необходимо разработать программу воздействия, посредством которой необходимо добиться устойчивости проекта в случае возникновения отклонений от заданных параметров.

18.6 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности инвестиционного проекта — это характеристика его устойчивости. При анализе устойчивости его анализируют с позиции основных экономических характеристик эффективности.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ						
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Использованные в расчетах показатели различны не только по своему смыслу, но и по степени определенности принятых значений. Например, ставки налогов установлены законодательством и известны с высокой степенью достоверности. Значения же принятых эксплуатационных расходов и капитальных вложений определялись на основе расчетов. В определенной степени это относится и к доходной части, так как цена реализации газа была принята на основе макроэкономических показателей недропользователя, что предполагает изменении использованных макроэкономических показателей.

В данном разделе по рекомендуемому второму варианту проведен расчет чувствительности проекта на изменение чистой приведенной стоимости денежного потока (NPV-10,85%), при изменении от базовой величины, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения следующих исходных факторов:

- объем добычи газа;
- цены реализации продукции;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;

Проведенные расчеты свидетельствуют, что проект является устойчивым к изменению капитальных вложений, эксплуатационных затрат в пределах увеличения их стоимости на 30%, так как в этом случае проект сохраняет экономическую эффективность. Увеличение цены на газ или увеличение добычи более делает проект еще более эффективным, тогда как при снижении указанных показателей на 20% и более, проект теряет свою достигнутую эффективность. Для повышения эффективности проекта необходимо стремиться к снижению расходов и увеличению доходов.

Таким образом, наиболее чувствителен данный проект к изменению цены реализации на газ и объемам его добычи. В целом, расчеты показали, что у проекта есть значительный запас прочности к изменению основных экономических показателей.

Для наглядной демонстрации влияния переменных показателей на критерии экономической эффективности проведен анализ чувствительности проекта, представленный на рисунке 5.1.1-5.1.3.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ		Лист
											435
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

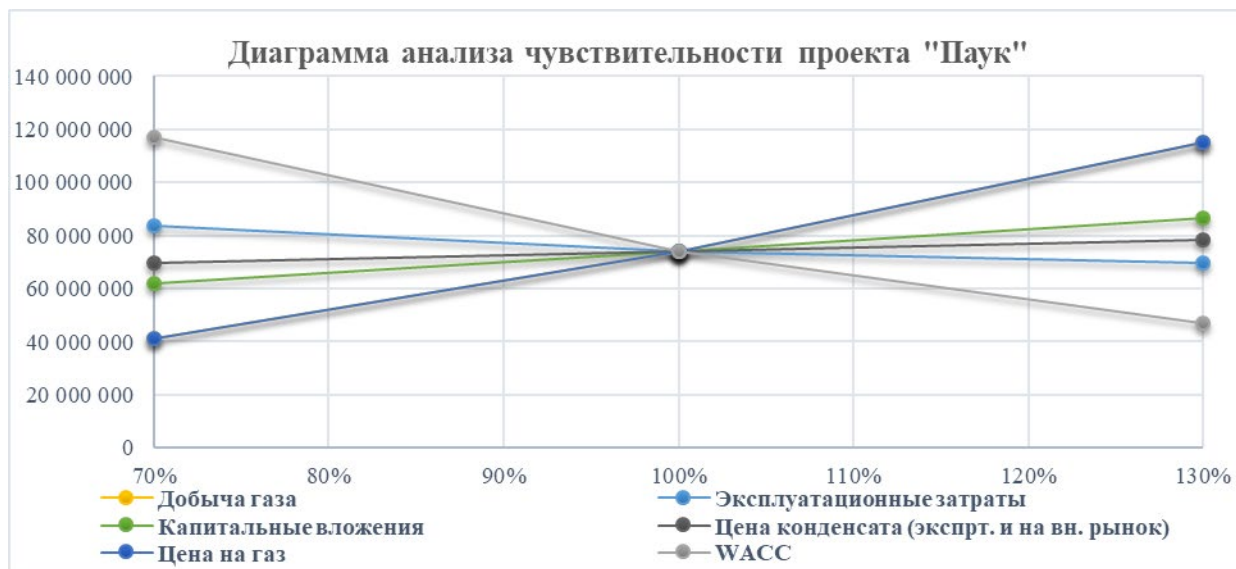


Рис 5.1.1 – Диаграмма паук по варианту УПГ

Таблица 5.1.2 – Изменение ЧПС, при отклонении от исходных данных ключевых показателей по варианту УПГ

Ключевые показатели	ЧПС, тыс.тг		
	70%	100%	130%
Цена на газ (экспрт. и на вн. рынок)	42 877 049	76 056 710	117 291 832
Конденсат (экспрт. и на вн. рынок)	71 867 059	76 056 710	80 356 916
Капитальные вложения	88 627 381	76 056 710	64 276 605
Эксплуатационные затраты	85 645 550	76 056 710	64 276 605
Добыча газа	42 806 515	76 056 710	117 355 281

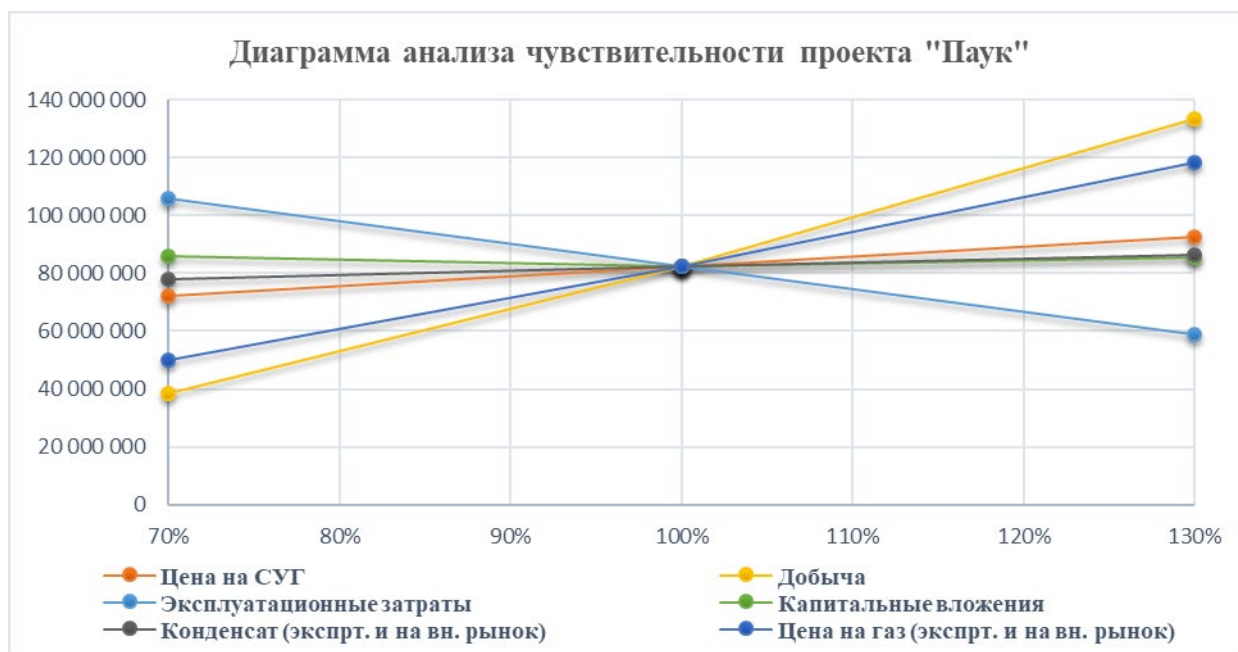


Рис 5.1.2 – Диаграмма паук по варианту УКПГ

Таблица 5.1.3 – Изменение ЧПС, при отклонении от исходных данных ключевых показателей по варианту УКПГ

Ключевые показатели	ЧПС, тыс.тг

Инв. № подл.		Подпись и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЗМ	Лист	436

	70%	100%	130%
Цена на СУГ	72 316 953	82 230 163	92 406 037
Цена на газ (экспрт. и на вн. рынок)	50 199 900	82 230 163	118 584 994
Конденсат (экспрт. и на вн. рынок)	77 920 254	82 230 163	86 611 100
Капитальные вложения	85 323 403	82 230 163	75 809 715
Эксплуатационные затраты	106 124 920	82 230 163	58 689 648
Добыча газа	38 535 859	82 230 163	133 318 897

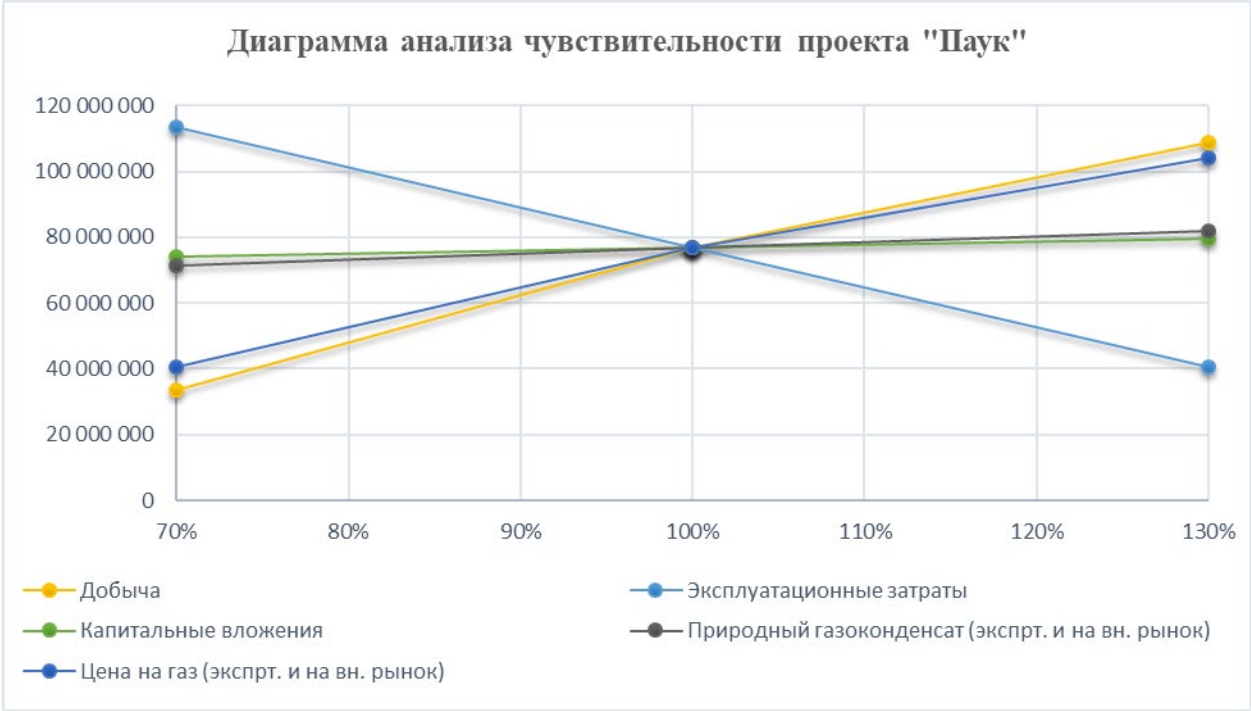
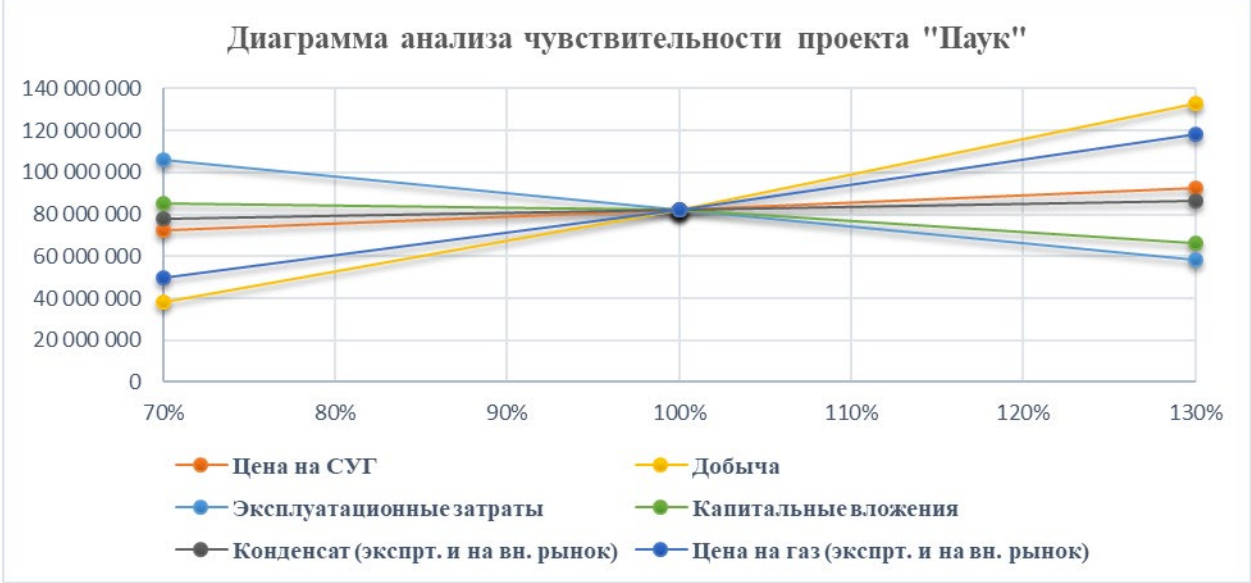


Рис 5.1.3– Диаграмма паук по варианту УОГ

Таблица 5.1.4 – Изменение ЧПС, при отклонении от исходных данных ключевых показателей по варианту УОГ

Ключевые показатели	ЧПС, тыс.тг		
	70%	100%	130%
Цена на газ	40 052 802	76 559 571	104 251 510
Цена на конденсат	71 248 562	76 559 571	81 746 768
Капитальные вложения	79 152 340	76 559 571	74 013 240
Эксплуатационные затраты	113 439 765	76 559 571	40 185 117
Добыча газа	33 154 362	76 559 571	108 802 198



Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ

Лист
437

Рис 5.1.4– Диаграмма паук по варианту с первым пусковым комплексом

Таблица 5.1.5 – Изменение ЧПС, при отклонении от исходных данных ключевых показателей по варианту с первым пусковым комплексом

Ключевые показатели	ЧПС, тыс.тг		
	70%	100%	130%
Цена на СУГ	72 177 490	82 136 524	92 337 600
Цена на газ (экспрт. и на вн. рынок)	49 735 371	82 136 524	118 172 558
Конденсат (экспрт. и на вн. рынок)	77 754 645	82 136 524	86 512 628
Капитальные вложения	85 010 508	82 136 524	66 383 103
Эксплуатационные затраты	106 057 121	82 136 524	58 570 254
Добыча газа	37 842 802	82 136 524	132 740 481

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ФЭМ	Лист	
											438
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

20. МАРКЕТИНГОВЫЙ РАЗДЕЛ

Инв. № подл.	Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов				Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова					ТЭО	439	20
	ГИП	Фавицкая					 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов							

20.1 Маркетинговый раздел

Основной целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва, подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В ТЭО рассмотрены основные задачи требующего своего решения:

- Обустройство скважин, системы сбора скважинной продукции и транспортировка до объекта подготовки газа;
- Технологические решения по подготовке сырого газа и конденсата до товарного качества;
- Транспортировка товарной продукции до потребителя;
- Строительство вспомогательных зданий и сооружений.

20.2 Товарный газ

Потребление товарного газа в Казахстане в 2020 году составило 16,7 млрд. м3, что превысило показатель 2019 года на 22%. Практически половина объема внутреннего потребления приходится на энергопроизводящие организации (45,2 %), промышленные предприятия – 25,5 %, население и коммунально-бытовые предприятия – в совокупности 29,3 %.

Как следствие, в разрезе регионов крупнейшими потребителями газа являются те области, где тепловая и электрическая энергия вырабатывается на газе. Лидером в региональном рейтинге потребления является Мангистауская область.

В Казахстане работают 25 электрических станций на газе. Общая установленная мощность таких станций составляет 4784 МВт, при этом располагаемая мощность – 4134 МВт.

Помимо этого, в Казахстане газ играет значимую роль в производстве тепловой энергии и является основным видом топлива для порядка 17 % котельных республики с установленной мощностью 100 Гкал/час(921котельных).

Необходимо отметить, что все газовые станции Республики Казахстан работают в базовом режиме, при этом газопоршневые и газотурбинные электростанции оптимальны для работы в качестве маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок сети.

На сегодняшний день большинство из планируемых к строительству в Казахстане газовых электростанций проектируются как станции собственных нужд с большим запасом

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-МР	Лист
							440
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

мощности. Работа таких станций характеризуется низкой нагрузкой, и, как следствие, высоким удельным расходом газа.

Основными промышленными потребителями газа в Республике Казахстан являются предприятия нефтедобывающего, нефтегазотранспортного и газохимического секторов. При этом объемы потребления газа недропользователями на собственные нужды в настоящее время не учитываются в общем балансе по потреблению газа промышленными предприятиями республики, что обуславливает необходимость внедрения единой методики учета объемов потребления газа и отнесения предприятий к различным категориям потребителей.

Крупные промышленные потребители газа Республики Казахстан:

- АО «Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение»;
- АО «КазТрансОйл»;
- ТОО «КазАзот»;
- ТОО «КазФосфат».

Потребление товарного газа населением и коммунально-бытовыми предприятиями по итогам 2020 года составило 4,8 млрд. м3. В связи со сложившейся на сегодняшний день газотранспортной инфраструктурой доступ к товарному газу имеют жители только 11 регионов страны, при этом в ряде газифицированных областей товарный газ поставляется только в областные центры и сравнительно крупные города.

Наибольший уровень обеспеченности доступом населения и коммунально-бытовых предприятий к централизованному газоснабжению в Казахстане наблюдается в западных регионах страны – от 79,9 % в Актюбинской области до 96,4 % в Мангистауской области. В свою очередь, в южных регионах (за исключением города Алматы) наблюдается низкий и средний уровень газификации (от 19,1 % в Алматинской области до 63,4 % в Жамбылской области), в то время как северные (за исключением города Нур-Султан и Костанайской области) и восточные регионы Казахстана остаются негазифицированными.

Таким образом, на сегодняшний день наименьший уровень газификации наблюдается в регионах с наибольшей численностью населения, что говорит о весьма значительном потенциале роста числа бытовых и коммунально-бытовых потребителей в Республике Казахстан. Вместе с тем, необходимо отметить, что данная категория потребителей является наиболее капиталоемкой с точки зрения газификации и систем обслуживания потребителей и должна рассматриваться государством с точки зрения социальной значимости.

В Генеральной схеме газификации Республики Казахстан в перспективе до 2030 года рассмотрено три сценария потребления газа, рассчитанных исходя из сценариев газификации регионов Республики Казахстан. С учетом ранее обозначенных перспектив развития

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP	Лист
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		441

ресурсной базы товарного газа, предусматривающих ее расширение после 2030 года, указанные сценарии потребления могут быть рассмотрены в перспективе до 2050 года.

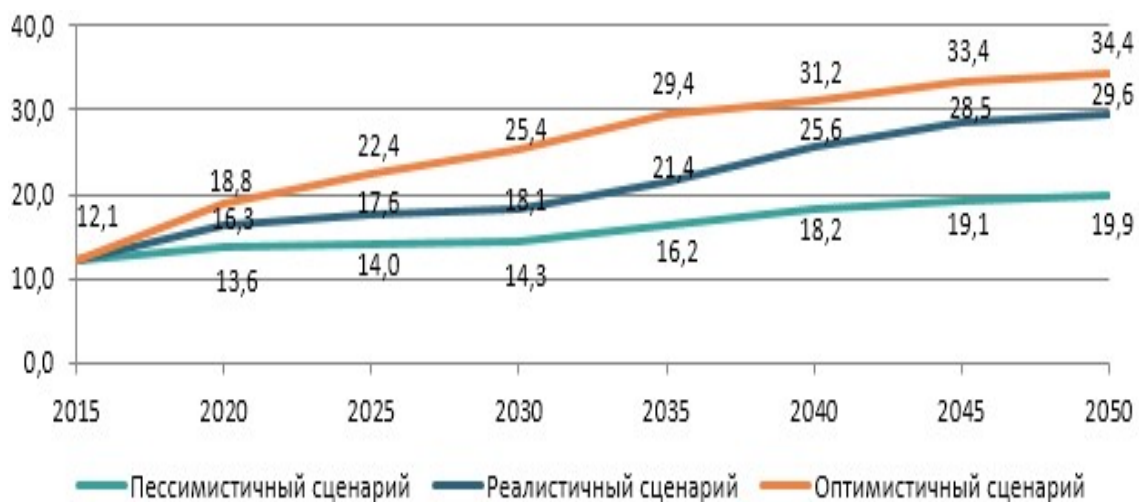


Рис. 2.1. Сценарии среднегодового объема потребления газа в Республике Казахстан до 2030 года с перспективой до 2050 года (без учета потребления газа недропользователями на СНИП), млрд. м3

В качестве базового в Генеральной схеме газификации определен «реалистичный» сценарий потребления, согласно которому к 2020 году ожидаемые объемы потребления товарного газа в республике составят порядка 16,3 млрд. м3, а к 2030 году – около 18,1 млрд. м3, что выше текущих объемов потребления на 50 % и 66 % соответственно. При этом в случае сохранения учтенных в данном сценарии тенденций и после 2030 года, ожидается, что потребление газа к 2050 году достигнет уровня 29,6 млрд. м3 в год.

Значительный рост потребления газа населением в рамках «реалистичного» сценария ожидается по всем категориям потребителей. Так, наиболее динамичное развитие в рассматриваемый период ожидается на рынке газомоторного топлива, что связано как с его текущей достаточно низкой емкостью, так и с запланированными масштабными мероприятиями по его развитию. В итоге к 2030 году ожидается более чем 40-кратный рост потребления товарного газа на транспорте, которое составит порядка 0,5 млрд. м3.

В промышленности рост потребления газа будет связан с реализацией проектов строительства газохимических предприятий, в том числе введением в эксплуатацию интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, а также ряда иных крупных промышленных предприятий, таких как завод по производству минеральных удобрений в Жамбылской области. В результате потребление товарного газа промышленными потребителями к 2030 году ожидается на уровне 5,2 млрд. м3.

Существенный рост потребления товарного газа также ожидается в секторе производства электрической и тепловой энергии, которое в базовом сценарии развития

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

энергетики составит к 2030 году порядка 7,2 млрд. м3. В данный период будет осуществлен перевод Алматинской теплоэлектроцентрали № 2 на товарный газ, введен в эксплуатацию ряд станций (Уральская ГТЭС, ГТЭС интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, Кандыгашская ГТЭС и другие), а также осуществлено техническое перевооружение мощностей ТОО «МАЭК-Казатомпром» с установкой ПГУ.

Кроме того, значительный ввод новых и расширение действующих газовых станций ожидается на нефтегазовых месторождениях (Кашаган, Тенгиз и другие) в основном для обеспечения собственных нужд. Однако, как отмечалось ранее, по данным категориям станций потребляемый газ учитывается по категории «собственные нужды и потери» и не участвует в балансе товарного газа. В итоге, в совокупности по всем видам газовой генерации установленная мощность станций возрастет к 2030 году с 4,8 ГВт до 7,2 ГВт.

В свою очередь, рост потребления газа коммунально-бытовыми предприятиями и населением будет обусловлен реализацией комплекса мероприятий, предусмотренных Генеральной схемой газификации Республики Казахстан, по завершении которых к 2030 году в совокупности потребление газа данными категориями потребителей ожидается на уровне 5,1 млрд. м3 в год.

1.2. Сжиженный углеводородный газ.

Казахстан является крупным производителем и экспортером сжиженного углеводородного (нефтяного) газа (СУГ): в 2019–21 гг. его производство составляло около 3,2 млн т/г., хотя в 2022 г. оно сократилось на 12,5% до 2,8 млн т из-за сокращения добычи попутного газа в рамках проектов «Большой тройки», а также из-за общего снижения спроса на некоторых экспортных рынках (Украина) после начала там вооруженного конфликта (Рис. 2.2).

СУГ в Казахстане получают в основном за счет переработки попутного газа на ГПЗ (73%), а остальная часть приходится на нефтепереработку. Безусловным лидером по производству СУГ является ТШО, на долю которого в 2022 г. пришлось 43% от совокупного объема производства (1,2 млн т из совокупного показателя в размере 2,8 млн т). К другим крупным производителям СУГ за счет газопереработки относятся Жанажолский ГПЗ, принадлежащий «СНПС Актобемунайгаз» (511,3 тыс. т в 2022 г.; 18% от совокупного объема производства), и КазГПЗ на м/р Узень, оператором которого является КМГ (181,6 тыс. т; 6,4%) (Рис. 2.2). Доля СУГ, производимого на трех главных нефтеперерабатывающих заводах страны – Атырауском, Павлодарском и Шымкентском – значительно возросла после завершения программы их модернизации в 2018 г. с целью повышения глубины переработки, увеличившись с 14% в 2017 г. до 27% в 2022 г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP	Лист	
											443
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

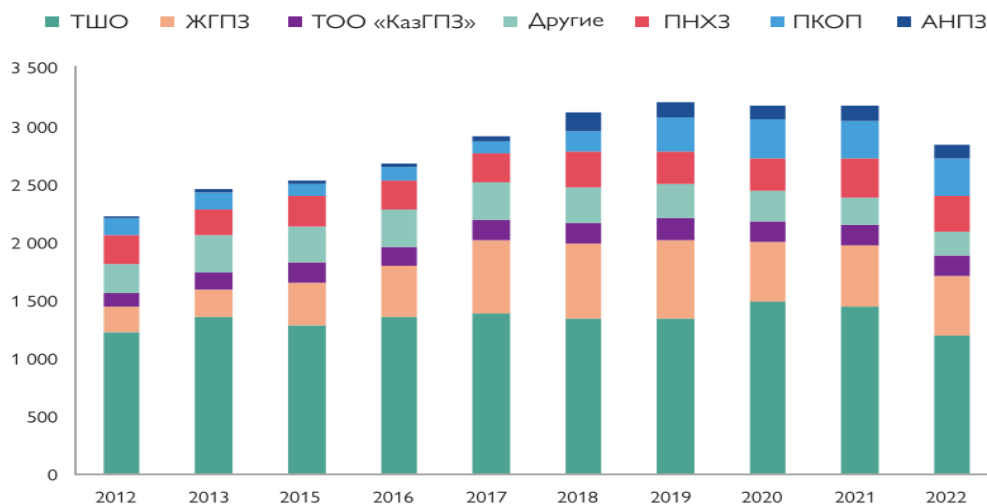


Рис. 2.2. Объемы производства СУГ в РК разными производителями. тыс. т

Несмотря на значительные объемы производства и экспорта казахстанского СУГ, в новостях широко освещается его дефицит внутри страны (особенно это касается прошлого года). Министерство энергетики устанавливает квоты на поставки СУГ производителями на внутренний рынок по регулируемым ценам. На некоторых производителей СУГ – в частности, на тех, которые работают по соглашениям о разделе продукции (СРП) или в рамках других договорных схем (в первую очередь ТШО и ТОО «Жаикмунай») – не распространяются квоты на поставки на внутренний рынок, поскольку согласно заключенным с ними соглашениям они имеют право экспортировать 100% своей продукции.

Таким образом, фактические располагаемые объемы СУГ, имеющиеся в наличии для внутреннего рынка (без учета объемов ТШО/ТОО «Жаикмунай»), существенно меньше.

В 2022 г. такие располагаемые объемы составляли всего около 1,6 млн т при расчетном спросе на СУГ на уровне 1,8 млн т. По данным Министерства энергетики, текущий объем производства СУГ (не подпадающий под действие СРП) позволяет покрыть лишь 90% спроса на СУГ в стране, а в периоды проведения техобслуживания ситуация значительно ухудшается. В 2023 г. ТШО реализовал часть своих объемов СУГ на внутреннем рынке (но по коммерческим,

а не по регулируемым ценам), чтобы помочь покрыть дефицит.

В августе 2023 г. Министерство энергетики предложило проект приказа о полном запрете на вывоз СУГ автомобильным транспортом сроком на 3 года и железнодорожным транспортом сроком на 6 мес. Данный проект представляет собой продолжение и ужесточение существующего запрета на экспорт СУГ, который распространяется только на вывоз автомобильным транспортом.

В 2022 г. Казахстан потребил лишь около 2/3 (1,8 млн т) произведенного в стране СУГ (2,8 млн т), в результате чего стал крупным нетто-экспортером (Рис. 2.3). Тем не менее с 2015

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP				444

г. во всех регионах Казахстана происходил существенный рост внутреннего спроса: в период до 2021 г. включительно потребление СУГ увеличивалось в среднем на 16% ежегодно.

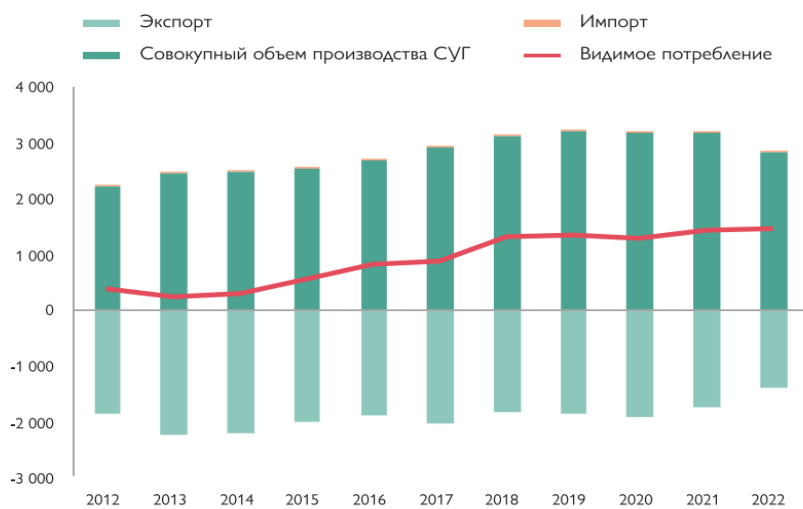


Рис. 2.3. Баланс СУГ в Казахстане, тыс. т

В 2022 г. совокупное потребление СУГ выросло еще более значительно, на 21%, главным образом за счет роста спроса в сфере автомобильного транспорта. Крупнейшим потребителем СУГ в 2022 г. стала южная зона Казахстана – самый густонаселенный регион страны: на ее долю пришлось 41% от совокупного объема потребления, за ней следовала северо-центральная зона, которая в настоящее время недостаточно обеспечена трубопроводным газом (28%), а затем – западная и северо-западная зоны (18% и 11% соответственно) (Рис. 2.4). В 2023 г. спрос на СУГ продолжал активно расти, при этом в период с января по июль 2023 г. ежемесячные объемы поставок на внутренний рынок почти в каждом месяце превышали исторические показатели за последние несколько лет. С другой стороны, экспорт СУГ (в основном ТШО и ТОО «Жаикмунай») в 2023 г. по состоянию на данный момент демонстрирует снижение относительно ежемесячных показателей прошедших периодов.

В отраслевом плане крупнейшим сегментом потребления СУГ представляется автомобильный транспорт (т.е. использование СУГ в качестве моторного топлива для легковых автомобилей), на который в 2022 г. пришлось около 36% спроса, а за ним следует жилищный сектор (в частности, отопление домов и приготовление пищи; 21% спроса), нефтегазовый сектор как таковой (16%) и промышленность (10%) (Рис. 2.5). Использование СУГ в нефтегазохимической отрасли в настоящее время остается ограниченным: в 2021 г. его потребление в данной сфере составило всего 2 700 т (хотя это значительно больше показателя 2020 г., который составил лишь 200 т). Тем не менее ожидается, что в будущем

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP						
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				445

нефтегазохимическая отрасль станет одной из сфер высокого роста спроса – начиная с ввода в эксплуатацию завода КРІ по производству полипропилена в 2022 г. и других новых объектов, которые находятся на стадии строительства, включая крупный завод по производству полиэтилена.

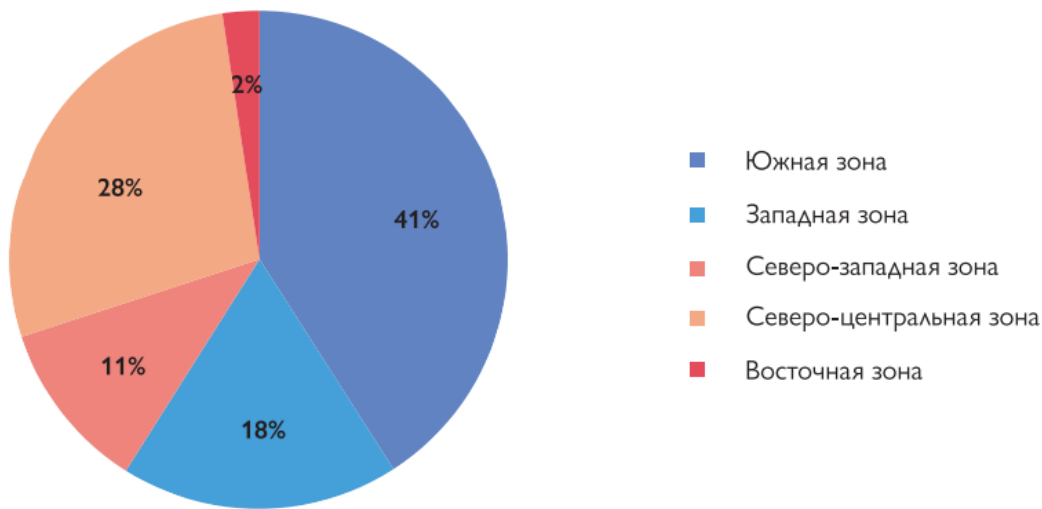


Рис. 2.4. Потребление СУГ по зонам в 2022 г., %

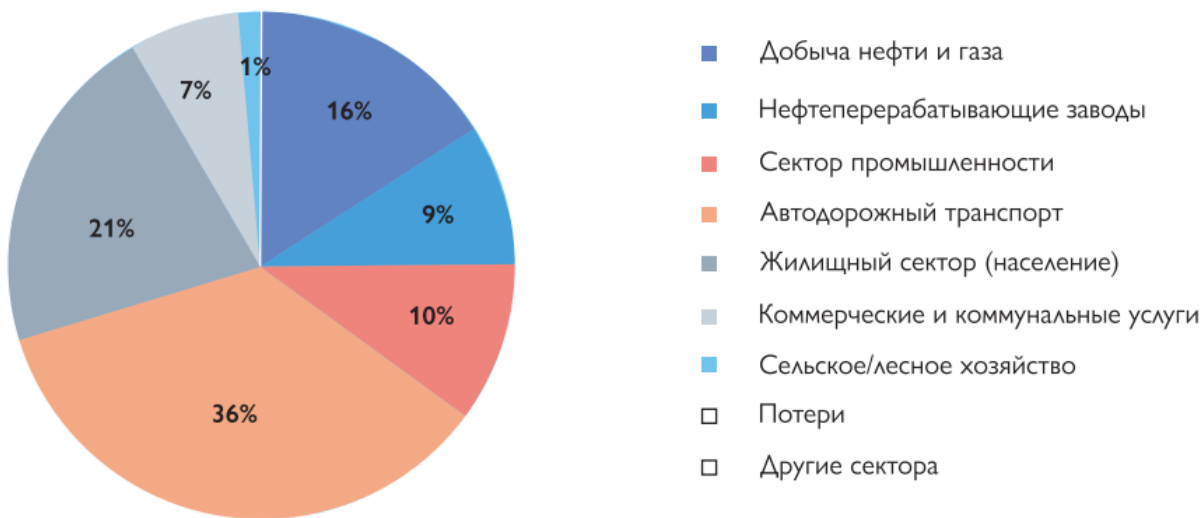


Рис. 2.5. Внутреннее потребление СУГ по отраслям в 2022 г, %

Использование СУГ в транспортной сфере в последние годы быстро расширяется, что обусловлено относительно более низкой розничной ценой на СУГ по сравнению с бензином (Рис. 2.6).

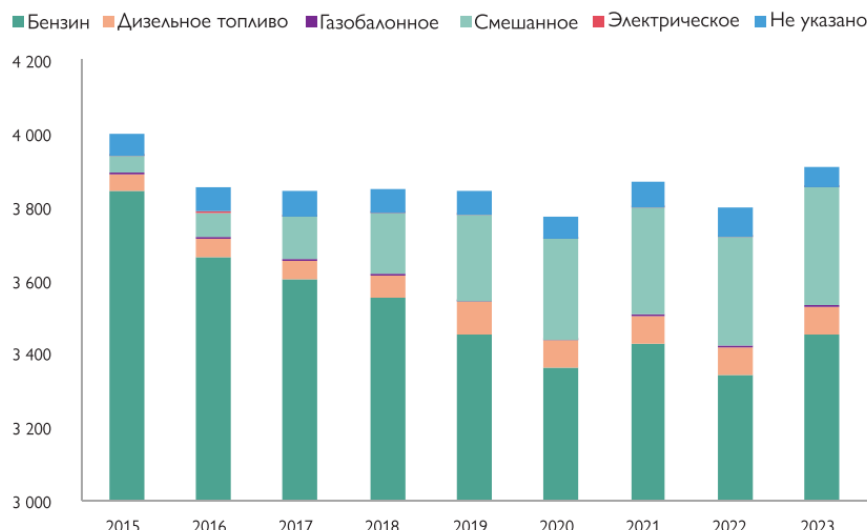


Рис. 2.6. Зарегистрированные легковые автомобили в Казахстане по видам используемого топлива, тыс. ед.

В последние годы уровень использования (розничных продаж) автогаза стал весьма значительным: в 2022 г. он составил свыше 539 000 т (увеличившись почти на 10% в годовом исчислении). По данным Министерства энергетики, в 2022 г. совокупное количество автомобилей на СУГ выросло почти на 57% до 490 000 ед. (с 313 000 ед. в 2021 г.). В то же время по данным Бюро национальной статистики Казахстана в 2015–2022 гг. количество легковых автомобилей на СУГ в целом по стране увеличилось почти в 7 раз до показателя чуть менее 350 000 ед., или 8% всего автопарка.

В 2022 г. заправку СУГ в Казахстане обеспечивали 2195 АЗС, что почти в 3 раза больше, чем в 2015 г. (754) (Рис. 2.7). При этом не вполне понятна причина, по которой количество таких АЗС сократилось по сравнению с 2021 г. (возможно, было изменено их определение). По последним из имеющихся данных, в 2021 г. продажи СУГ на АЗС в стоимостном выражении составили 7,3% от совокупного стоимостного показателя продаж топлива, тогда как в 2015 г. этот показатель находился на уровне лишь 2,4%. Доля СУГ, реализованного на АЗС, а не в других точках продаж, достигла 63% от совокупного объема потребления СУГ в Казахстане в 2021 г., повысившись по сравнению с показателем 2015 г. (55%). Эти тенденции, вероятно, сохранятся и в 2022–2023 гг. В 2022 г. наибольшее количество станций заправки СУГ (ГАЗС) находилось на юге Казахстана (1058 ед.), а запад страны лидировал по количеству автомобилей на СУГ (~133 000 ед.).

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	



Рис. 2.7. Количество ГАЗС по регионам, тыс. ед.

1.3. Пентан - гексановая фракция (ПГФ)

Внутренний рынок ПГФ в Республике Казахстан оценивается как неконкурентный, находящийся в фазе зрелости. Единственным крупным производителем товарной ПГФ выступает КазГПЗ, текущие производственные мощности которого в объеме 60-65 тыс. тонн/год загружены менее чем на 50% ввиду ограничений по объемам перерабатываемого сырья. С другой стороны, возможность существенного увеличения спроса на ПГФ внутри страны также имеет ограниченный потенциал, что связано с проблемой наращивания объемов производства самого моторного топлива (ввиду нехватки сырья и, в перспективе, необходимых мощностей), так и с тем, что в существующей конъюнктуре рынка продукт востребован не всеми производителями топлива (в частности, его не закупают Павлодарский НХЗ и Шымкентский НПЗ - лидирующие производители моторного топлива с суммарной долей свыше 60%).

В рамках оптимистического сценария предполагается, что начиная с 2021 года увеличение внутреннего производства моторного топлива (в связи с завершением модернизации крупнейших НПЗ, в частности, выходом на проектную мощность крупнейшего потребителя ПГФ в лице ТОО Атырауский НПЗ) будет способствовать увеличению спроса на ПГФ, что также может сказаться на ценообразовании (также при росте цен на светлые нефтепродукты) и диапазон цен по прогнозам может колебаться в пределах 85-90 тыс. тенге за тонну. В рамках используемой прогнозной модели в пятилетней перспективе ежегодные темпы увеличения объемов будут находиться в пределах +5% avg ежегодно (против +2,3% avg в ретроспективе 2013-2017 гг.). В последующем периоде потенциал увеличения внутренней емкости рынка ПГФ будет ограничен сложностями в наращивании объемов производства самого моторного топлива (где проблемой может стать как нехватка сырья, так и необходимых

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.					0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP		Лист
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	448

мощностей). Предполагается, что спрос на ПГФ достигнет пикового уровня в горизонте 2026-2030 года (до 60 тыс. тонн).

Нейтральный сценарий предполагает, что завершение модернизации НПЗ и выход на проектную мощность не окажет существенного влияния на потребление ПГФ, объемы которого в среднесрочной перспективе сохраняют динамику на уровне ретроспективных значений прироста (в среднем, около 2% ежегодно).

При этом, пиковые показатели, равно как и при реалистичном сценарии, будут достигнуты в 2025-2030 гг. (до 70 тыс. тонн).

На период 2031-2043 гг. каждый из выделенных сценариев предполагает равнозначную тенденцию к снижению объемов как за счет распространения альтернативных видов топлива, так и за счет снижения ресурсной базы (с 1-2% в 2031-2037 гг., до 3-4% в 2038-2043 гг.).

1.4. Цены реализации СУГ

Начиная с 2019 г. внутренний рынок СУГ в Казахстане находится на пути перехода от строгого регулирования к частичной либерализации, однако темпы данного процесса в разные периоды времени различались. Либерализация направлена на достижение четырех ключевых целей:

- повышение оптовых цен закупки у производителей для стимулирования модернизации заводов и наращивания производства;
- сокращение степени участия посредников (газосетевых организаций) в цепочке создания стоимости;
- повышение конкурентоспособности;
- повышение прозрачности поставок на рынок.

В 2018 г. в Закон «О газе и газоснабжении» были внесены изменения и дополнения, предусматривающие внедрение реализации СУГ через электронные торговые площадки, и с февраля 2019 г. начались биржевые торги СУГ.

К концу 2019 г. объем реализации СУГ через биржевые площадки составлял около 15%, а к концу 2021 г. эта доля увеличилась примерно до 70%. К началу 2022 г. практически вся торговля СУГ (за исключением реализации СУГ особым категориям населения и нефтегазохимическим предприятиям, в отношении которых сохранилось государственное регулирование) перешла на электронные торги.

Тем не менее формирование цен на СУГ оказалось чувствительным, а иногда и вызывающим разногласия вопросом для Казахстана: резкое повышение цен в 2021 г. спровоцировало вспышку политических волнений в январе 2022 г. В 2021 г. средняя розничная цена СУГ для потребителей повысилась почти вдвое – с 60,1 тг./л в декабре 2020 г. до 111,8 тг./л в декабре 2021 г. (Рис. 2.8–Рис. 2.9). Однако, несмотря на рост, цены в

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP	Лист
										449
Инв. № подл.			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Казахстане по-прежнему оставались относительно низкими по сравнению с другими странами. В ноябре 2021 г. средняя розничная цена СУГ в Казахстане все еще составляла лишь около 0,21 долл. США/л, тогда как в Европейском союзе она находилась на уровне 0,85 долл. США/л, а в России – 0,42 долл. США/л.

После волнений, произошедших в Казахстане в январе 2022 г., Правительство вынуждено было вмешаться и возобновить прямое регулирование внутреннего рынка СУГ.

При этом был реализован ряд мер, включая следующие:

- приостановка продаж СУГ на биржах;
- снижение регулируемой оптовой цены СУГ («регулируемой предельной цены СУГ вне товарных бирж») с 38 700 до 28 000 тг./т (с 89,24 до 64,57 долл. США/т); однако с 1 июля 2022 г. Предельная цена была повышена до 33 600 тг./т (70,58 долл. США/т), а в июле 2023 г. она увеличилась до 40 320 тг./т (90,57 долл. США/т без НДС) (Рис. 2.10).

- Установление коридора розничных цен на СУГ в диапазоне от 50 до 75 тг./л (в зависимости от области); в июле 2023 г. коридор розничных цен сместился на более высокие уровни: от 54 до 81 тг./л (без НДС);

- приостановка действия правил торгов до 1 января 2023 г. (в июне 2022 г. правила были полностью отменены) при прямом регулировании торговли СУГ вне бирж Министерством энергетики;

- Министерство энергетики определило план поставок СУГ на внутренний рынок и установило оптовые цены совместно с Министерством экономики;

- внесение изменений в Типовые правила биржевой торговли 19.07.2022 г., которые устанавливают допустимые границы колебаний цен во время торгов

- Инициирование внесения изменений в план поставки СУГ с расширением круга субъектов, имеющих право на его приобретение по оптовым

или по розничным ценам (которые были окончательно оформлены и приняты в июне 2023 г.).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-MP	Лист
										450
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



Рис. 2.8. Цены СУГ на ГАЗС по регионам в 2021 г.

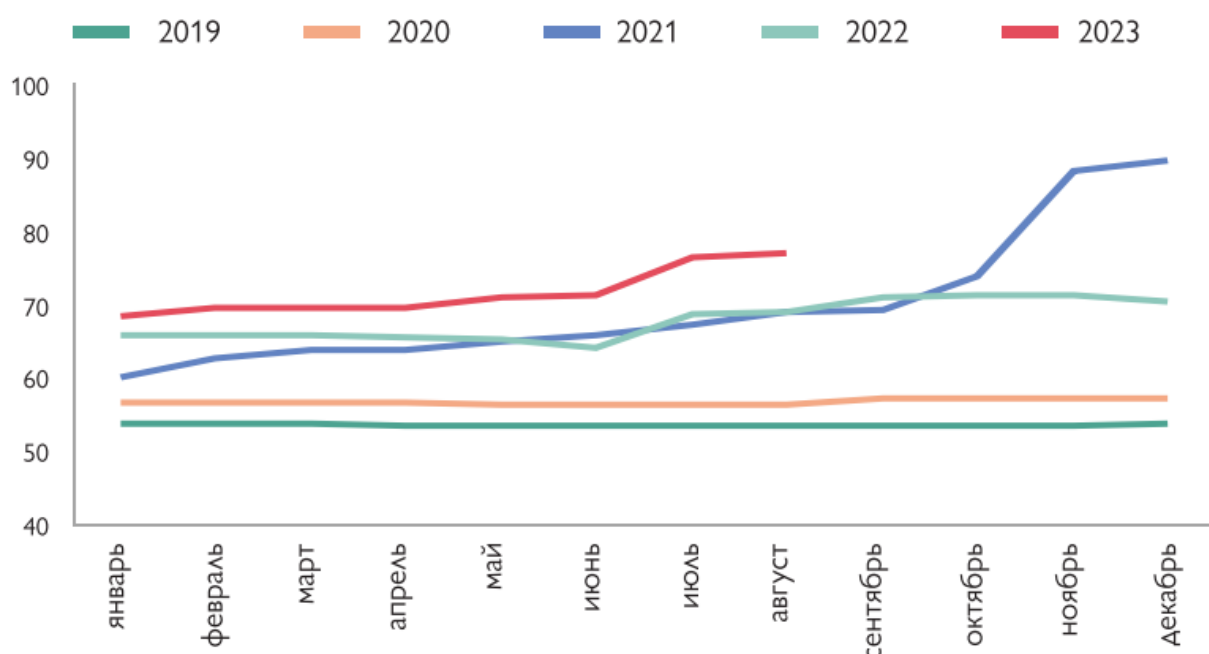


Рис. 2.9. Среднемесячный уровень розничных цен на СУГ (2019–2023 гг.)

После реализации вышеуказанных мер в 2022 г. цены начали снижаться, за исключением Западно-Казахстанской и Атырауской областей, где они выросли до уровня, близкого к складывающемуся в целом по стране. Как следствие, переход с бензина на СУГ в сфере автотранспорта оставался активным, благодаря относительно низкому уровню цен на СУГ и устойчивому экономическому росту. К 2023 г. Правительство с осторожностью начало вновь продвигаться по пути повышения цен, увеличив регулируемую предельную цену СУГ

Рис. 2.9. Среднемесячный уровень розничных цен на СУГ (2019–2023 гг.)

После реализации вышеуказанных мер в 2022 г. цены начали снижаться, за исключением Западно-Казахстанской и Атырауской областей, где они выросли до уровня, близкого к складывающемуся в целом по стране. Как следствие, переход с бензина на СУГ в сфере автотранспорта оставался активным, благодаря относительно низкому уровню цен на СУГ и устойчивому экономическому росту. К 2023 г. Правительство с осторожностью начало вновь продвигаться по пути повышения цен, увеличив регулируемую предельную цену СУГ

вне бирж до 40,32 тыс. тг./т (без НДС) на период с 01.07.2023 г. по 30.06.2024 г. Помимо этого, в кулуарах заседания Правительства, состоявшегося 29.08.2023 г., министр энергетики Алмасадам Саткалиев объявил о плане повышения цен, выплачиваемых производителям СУГ, «как минимум до уровня себестоимости [безубыточности] в течение трех лет» .

Если говорить о биржевой торговле, то планы по повторному внедрению данной системы были перенесены на 2025 г. В то же время Правительство оптимизировало механизм распределения квот по СУГ и продолжило прямое регулирование оптовых и розничных цен на него. Министерство энергетики взяло на себя ответственность за установление предельных цен на розничную реализацию СУГ в рамках плана поставок вне товарных бирж (ранее эту функцию выполнял КРЕМ). Министерством Энергетики РК осуществляется планирование и мониторинг цен СУГ. Осуществляется пересмотр цен на СУГ на полугодовой основе, планируется увеличение на 12% каждые полгода и доведение их до 70% от стоимости бензина.

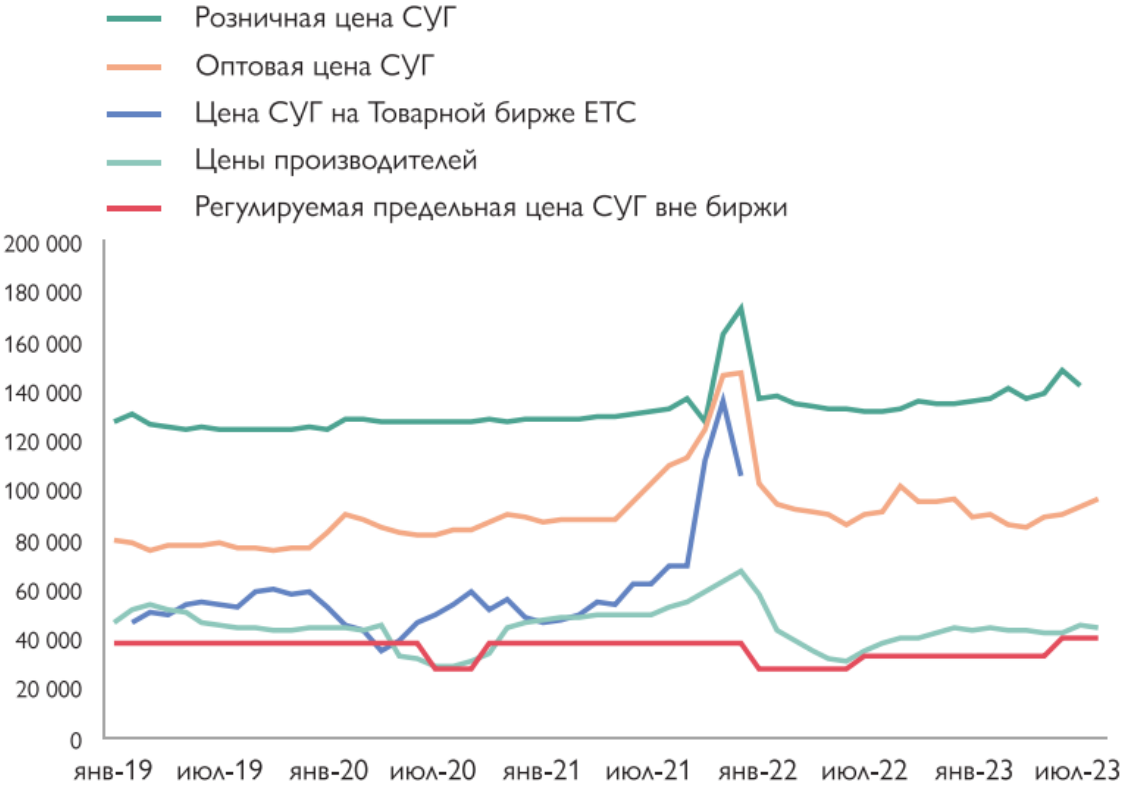


Рис. 2.10. Среднемесячный уровень цен на СУГ (тг./т)

2. Обеспечение предприятия ресурсами

Месторождение было открыто в 1967г и в промышленную разработку нефтяной части вступило в 1976г согласно «Технологической схеме...». Недропользователем месторождения является АО «Эмбаунайгаз», имеющее Государственную Лицензию серии МГ № 97 (нефть) от 27.06.1995г и Контракт №413 от 03.03.2000г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья по 15 месторождениям (в т. ч. месторождение Западная Прорва) с

Компетентным органом. Согласно Дополнению №5 к Контракту, подписанному 25.02.2015г, период разработки месторождения продлен до 03.03.2043г.

На дату проекта газовые горизонты не разрабатывались, только в 2023г произвели опробование по 3-м скважинам № 302, 435, 325.

Согласно рекомендации ЦКРР (Протокол №20/19 от 24-25.11.2021г), в 2022г было начаты работы по составлению «Пересчета запасов нефти и газа месторождения Западная Прорва», который был утвержден ГКЗ РК в 1 квартале 2023г (Протокол ГКЗ РК №2536-23-У от 15.03.2023г).

Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по промышленным категории В+С1 составили 31533/11670 тыс.т. Геологические запасы увеличились на +1819 тыс.т. (+6,1%), извлекаемые запасы уменьшились на -658 тыс.т. (-5,3%). По категории С2 геологические/извлекаемые запасы составили 1186/152 тыс.т. и уменьшились на -195/-29 тыс.т. (-14,1/-16%), а в сумме по категориям В+С1+С2 запасы составили 32719/11822 тыс.т.

Геологические/извлекаемые запасы свободного газа по категории С1 составили 19799/17821 млн.м3 и увеличились на 5509/4959 млн.м3 (+38,6/38,6%), запасы категории С2 составили 651/585 млн.м3 и увеличились на 330/296 млн.м3 (+102,8/102,5%).

В том числе в пределах горного отвода геологические/извлекаемые запасы свободного газа составили:

- по категории С1 – 16258/14634 млн.м3;
- по категории С2 – 605/544 млн.м3.

В том числе за пределами горного отвода геологические/извлекаемые запасы свободного газа составили:

- по категории С1 – 3541/3187 млн.м3;
- по категории С2 – 46/41 млн.м3.

В таблице 3.1 представлено утвержденные геологические и извлекаемые запасы свободного газа и конденсата по горизонтам.

Таблица 3.1 – Утвержденные запасы свободного газа и конденсата по горизонтам

Горизонт	НГЗ свободного газа, млн.м³			НИЗ свободного газа, млн.м³			НГЗ конденсата, тыс.т			НИЗ конденсата, тыс.т		
	В пределах ГО	За пределами ГО	Итого	В пределах ГО	За пределами ГО	Итого	В пределах ГО	За пределами ГО	Итого	В пределах ГО	За пределами ГО	Итого
Ю-I	7877	2862	10739	7089	2576	9665	622	225	847	485	175	660
Ю-III-2	2927	312	3239	2635	280	2915	272	28	300	213	21	234
Ю-IV-1	2751	316	3067	2477	285	2762	255	29	284	200	22	222
Ю-IV-2	2681	51	2732,2	2413	46	2458,98	250	5	255	194	4	198
Ю-IV-5	22	-	22	20	-	20	2	-	2	2	-	2

Инв. № подл.	Подпись и дата											Лист
								0208-1006276/2024/1/80-01-01-МР				453
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

В целом	16258	3541	19799	14634	3187	17821	1401	287	1688	1094	222	1316

В настоящее время, Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» выполняется НИР «Проект разработки газовых горизонтов месторождения Западная Прорва с проектом ОВОС» на базе новых утвержденных запасов, в соответствии с которыми рассчитаны технологические показатели разработки.

Согласно проектному документу выделены 3 самостоятельных газовых объектов разработки:

- I объект – горизонт Ю-I;
- II объект – горизонты Ю-III-2 и Ю-IV-1;
- III газовый объект – горизонт Ю-IV-2.

Для расчета технологических показателей разработки был рассмотрен вариант с вводом из консервации в течении 2025г 2-х существующих скважин №302 и 435 и бурением 14 новых газовых скважин с учетом текущей разбуренности залежей продуктивных горизонтов выделенных объектов разработки. Ниже приведены характеристики основного фонда скважин и основные технологические показатели разработки в целом по месторождению (таблицы 3.7-3.14).

I объект

- Фонд газодобывающих скважин – 10 ед.;
- Накопленная добыча газа с начала разработки – 9 573,2 млн.м3;
- Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 656,6 тыс.т.

II объект

- Фонд газодобывающих скважин – 6 ед.;
- Накопленная добыча газа с начала разработки – 5 759,6 млн.м3;
- Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 417,3 тыс.т.

III объект

- Фонд газодобывающих скважин – 5 ед.;
- Накопленная добыча газа с начала разработки – 1 891,04 млн.м3;
- Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 58 тыс.т.

В рамках Проекта разработки предусматриваются 3 варианта разработки газовых горизонтов, в том числе данный вариант (второй вариант) является рекомендуемым к рассмотрению, где предлагается бурение 14 новых вертикальных добывающих скважин, ввод в разработку 2 существующих скважин и дальнейшие переводы скважин на вышележащие горизонты (после выработки запасов).

В таблицах 3.15-3.17 представлено устьевое давление проектных добывающих скважин по объектам.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1/80-01-01-MP	Лист
							454
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

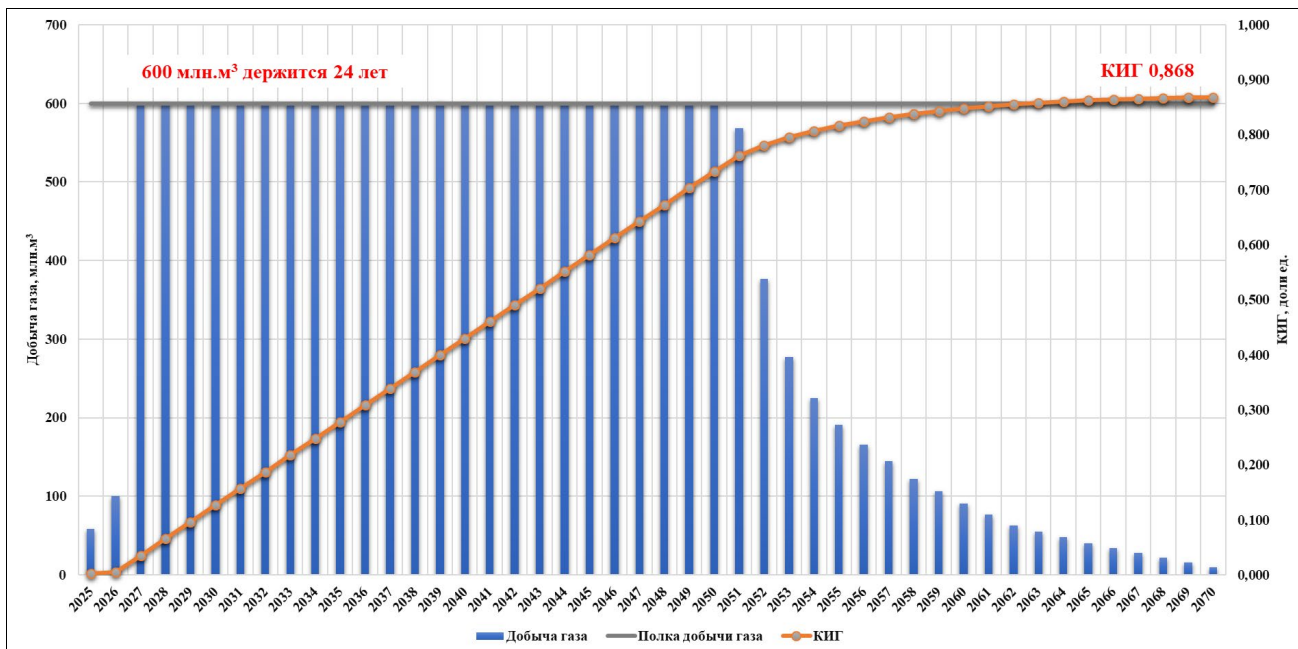


Рисунок 3.1 – Динамика добычи свободного газа в целом по месторождению

Таблица 3.15 – Устьевое давление по I объекту

Год	302	435	G-1	G-4	G-5	G-8	G-10	G-11	G-13	G-14
2025	150,1	185,6	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	147,7	182,9	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	120,3	176,7	-	-	-	169,4	176,6	169,8	-	-
2028	113,4	169,9	-	-	-	164,2	171,3	164,6	158,5	138,2
2029	109,2	166,4	-	-	-	163,4	166,9	163,8	158,7	135,2
2030	106,0	163,5	-	-	-	163,1	163,3	163,5	159,3	133,0
2031	104,0	161,3	-	-	-	163,6	160,4	164,1	160,6	132,3
2032	102,5	159,0	-	-	-	164,2	157,9	164,7	161,8	131,9
2033	103,1	157,0	-	-	-	167,8	154,6	168,2	166,7	135,4
2034	113,9	155,8	-	-	-	172,8	141,2	172,9	181,4	150,9
2035	117,9	155,3	-	-	-	168,7	126,6	168,4	182,8	152,9
2036	115,9	154,6	-	154,2	-	166,0	95,6	159,8	182,1	151,5
2037	117,5	153,1	-	152,6	-	164,5	45,8	144,7	182,5	150,7
2038	124,2	150,2	-	149,6	-	162,7	21,3	112,3	181,4	147,2
2039	128,8	146,0	-	145,5	-	160,4	7,9	91,6	179,8	129,3
2040	131,8	138,5	-	140,5	-	157,6	5,2	66,0	178,1	111,6
2041	135,6	117,0	-	135,3	-	152,0	4,5	54,8	174,0	98,5
2042	132,5	69,0	-	131,6	-	146,3	2,9	21,5	171,0	73,4
2043	115,1	2,7	128,5	129,2	129,3	146,7	1,8	5,2	175,2	19,4
2044	112,9	2,7	120,6	120,2	120,7	148,2	1,4	5,7	176,4	5,4
2045	109,9	2,7	112,6	99,9	111,0	147,9	1,4	5,7	174,8	5,4
2046	105,2	2,7	105,1	33,3	78,1	139,5	1,6	3,6	164,9	5,4
2047	101,2	2,7	100,9	10,9	38,8	122,8	1,6	3,6	155,4	5,4
2048	95,6	2,7	95,2	10,9	17,1	98,0	1,6	3,6	146,1	5,4
2049	80,1	2,7	79,2	10,9	15,1	54,3	1,6	3,6	134,0	5,4
2050	47,0	2,7	45,0	10,9	6,6	24,7	1,6	3,6	123,2	5,4
2051	14,6	2,7	14,2	10,9	6,6	19,9	1,6	3,6	102,2	5,4
2052	10,6	2,7	10,5	10,9	6,6	10,0	1,6	3,6	90,0	5,4
2053	10,6	2,7	10,3	10,9	6,6	7,0	1,6	3,6	86,0	5,4
2054	10,6	2,7	9,1	10,9	6,6	7,4	1,6	3,6	80,6	5,4
2055	10,6	2,7	9,1	10,9	6,6	8,5	1,6	3,6	75,2	5,4
2056	10,6	2,7	9,1	10,9	6,6	9,3	1,6	3,6	68,9	5,4
2057	10,4	2,7	9,1	10,9	6,6	9,2	1,6	3,6	60,6	5,4

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата

0208-1006276/2024/1/80-01-01-МР

Лист

455

2058	9,3	2,7	9,1	10,9	6,6	9,0	1,6	3,6	52,4	5,4
2059	8,1	2,7	9,1	10,9	6,6	8,6	1,6	3,6	44,3	5,4
2060	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	8,3	1,6	3,6	42,2	5,4
2061	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	8,1	1,6	3,6	41,9	5,4
2062	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	7,9	1,6	3,6	41,4	5,4
2063	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	7,1	1,6	3,6	40,1	5,4
2064	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	5,0	1,6	3,6	38,0	5,4
2065	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	2,7	1,6	3,6	34,7	5,4
2066	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	1,1	1,6	3,6	32,8	5,4
2067	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	1,1	1,6	3,6	30,8	5,4
2068	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	1,1	1,6	3,6	27,6	5,4
2069	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	1,1	1,6	3,6	23,4	5,4
2070	6,0	2,7	9,1	10,9	6,6	1,1	1,6	3,6	21,1	5,4

Таблица 3.16 – Устьевое давление по II объекту

Год	G-2	G-3	G-6	G-7	G-9	G-12
2026	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	193,6	199,7	0,0	0,0
2028	-	-	186,9	186,4	182,3	188,7
2029	-	-	180,5	183,1	176,9	185,5
2030	-	-	174,5	179,6	171,9	182,5
2031	-	-	168,7	176,4	167,7	179,5
2032	-	-	163,0	174,2	163,9	161,7
2033	-	-	156,2	173,9	160,0	102,6
2034	-	-	149,7	171,3	154,4	80,8
2035	-	-	143,6	168,6	148,7	73,5
2036	-	-	136,6	165,9	142,8	68,9
2037	-	-	127,4	163,1	136,6	65,1
2038	-	-	117,5	160,3	130,1	59,5
2039	-	-	107,5	158,2	122,7	50,9
2040	154,6	-	101,3	152,7	116,6	42,7
2041	148,3	-	95,9	146,4	112,3	35,9
2042	142,1	-	88,1	140,3	107,5	32,3
2043	136,1	-	80,0	134,3	102,7	30,3
2044	133,0	164,1	27,2	131,3	101,3	19,7
2045	129,4	151,5	6,1	128,2	100,5	21,6
2046	124,9	140,0	4,7	124,7	99,9	23,5
2047	120,5	128,1	29,5	121,3	97,7	24,9
2048	116,0	116,0	57,2	118,2	94,4	27,9
2049	110,7	103,1	58,8	114,8	86,3	31,0
2050	104,1	87,3	52,1	109,6	86,1	37,7
2051	95,0	70,2	38,6	102,6	79,4	41,1
2052	85,3	59,6	28,6	95,2	68,9	38,8
2053	77,1	52,9	22,0	87,0	59,4	36,3
2054	68,6	49,5	16,6	77,2	50,5	32,7
2055	58,8	46,3	15,8	67,2	46,1	29,6
2056	49,9	41,1	9,0	55,8	44,1	25,0
2057	42,4	36,3	9,0	46,3	42,6	20,1
2058	36,0	32,6	9,0	38,7	41,6	15,8
2059	30,0	29,2	9,0	31,9	40,0	13,2
2060	24,1	26,4	9,0	25,5	39,2	11,8
2061	23,6	23,3	9,0	22,7	38,2	10,4
2062	19,9	20,1	9,0	21,6	37,1	8,5
2063	17,2	17,7	9,0	21,0	36,6	7,4
2064	15,3	15,7	9,0	20,4	34,2	6,1
2065	13,2	13,0	9,0	18,5	30,9	1,4
2066	9,9	11,2	9,0	16,7	29,2	1,4
2067	5,8	8,0	9,0	14,7	22,3	1,4

Инв. № подл.

Подпись и дата

Инв. № подл.

предоставленных заказчиком/третьими лицами по поручению заказчика (далее – исходные данные), и не несет ответственности за достоверность, актуальность, точность, полноту, правильность и действительность исходных данных, а также за правильность составления заказчиком технического задания, его достоверность, полноту и корректность

ТОО «КМГ Инжиниринг» передает заказчику результаты исполнения технического задания только в рамках технического задания и не несет ответственность за результаты работы и выводы, сделанные на основе недостоверных/ неактуальных/ неточных/ неполных/ неправильных/ недействительных исходных данных, а также за последующее применение заказчиком выводов, основанных на таких исходных данных, и за использование/применение заказчиком рекомендаций не в соответствии с требованиями, указанными в заключении ТОО «КМГ Инжиниринг».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-MP	Лист	
											458
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

21. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ
ОБОРОНЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Инв.№ подл.		Подпись и дата								
Инв. № подл.	Разработал	Жумаханов					0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Каримова						ТЭО	459	30
	ГИП	Фавицкая						 Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг"		
	Н.контр.	Рахимбергенов								
Строительство и обустройство наземной инфраструктуры установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м/р «Западная Прорва										

21.1 Введение

Основанием для разработки раздела «Пожаротушение», являются следующие исходные данные:

- Задание на проектирование;
- Принятые технологические, архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения;

Полные сведения о проектируемом объекте представлены, в общем, и других разделах проекта, содержащих обоснования проектных решений для обеспечения устойчивости функционирования технологических и вспомогательных систем.

В настоящем разделе представлены инженерно технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций (ИТМ ГО и ЧС) для объектов Установки подготовки газа (УПГ).

Проектные решения раздела ИТМ ГО и ЧС направлены на:

- Обеспечение защиты персонала и территорий и снижение материального ущерба от ЧС техногенного и природного характера;
- Защиту от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также диверсий.
- При разработке настоящего раздела применялись требования следующих нормативных документов:
- Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.04.2019 г.);
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 16 января 2009 года № 14 Об утверждении Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности».
- Технический Регламент №14 «Общие требования к пожарной безопасности»;
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 2 июля 2014 года №756 «Об установлении классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- СН РК 3.01-02-2011 «Инструкция о порядке разработки, согласования и утверждения градостроительных проектов»;
- Приказ МВД Республики Казахстан от 24 октября 2014 года №732 Об утверждении объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны;
- Приказ МЧС Республики Казахстан №219 от 29 декабря 2008 года «Общие требования промышленной безопасности. Часть 1 и 2»;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
										460
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Приказ МЧС Республики Казахстан №433 от 23 сентября 2013 года «Требования промышленной безопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
- Приказ МЧС Республики Казахстан №176 от 27 июля 2009 года «Требования промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов»;
- СНиП РК 2.04-09-2002 «Защитные сооружения гражданской обороны. Нормы проектирования»;
- СН РК 2.04-14-2003 «Инструкция по проектированию противорадиационных укрытий»;
- РГП «Специальный научно исследовательский центр ПБ и ГО» МЧС РК «Методические рекомендации по оценке пожарного риска производственных объектов.

- Насосная станция пожаротушения
- Площадка факельных сепараторов ФС-1 и ФС-2. $V=4\text{м}^3$
- Площадка ресивера $V=200\text{м}^3$
- Фундамент под КТПН
- ПКУ
- Фундамент под УКЗВ
- Фундамент под резервуар технической воды
- Площадка для узел учета
- Площадка для гликолевая установка
- Площадка для блок регулирование
- Площадка для дизель-генератор
- Площадка для воздушного компрессора
- Фундамент под факел
- Склад химреагентов
- Фундамент под резервуар противопожарной воды $V=400\text{м}^3$
- Фундамент под трубной опор
- Фундамент для воздушного приемника
- Компрессорная станция
- Операторная
- КПП

Основной целью данного ТЭО является определение наиболее экономического эффективного варианта по обустройству газовых залежей месторождения 3.Прорва,

подготовки сырого газа с получением товарной продукции и транспортировка товарной продукции до конечного потребителя. В ТЭО рассмотрены основные задачи требующего своего решения:

21.2 Характеристика района строительства

21.2.1 Район строительства

Административная принадлежность района - территория, подчиненная маслихату Жылыойского района, Атырауской области Республики Казахстан.

Исследуемая объект расположен в 170 километрах от г.Кульсары на юг и от в 60 километрах от завода ТОО «Тенгизшевройл на юго-запад.

Климат Атырауской области формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием циркуляции этих воздушных масс формируется континентальный и крайне засушливый тип климата. Для региона характерным является изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды. Средняя годовая продолжительность солнечного сияния очень высока и составляет 2590 часов (г. Атырау), число дней без солнца в среднем составляет 54 дня.

Влияние Каспийского моря на климат прилегающей территории сказывается только в пределах полосы побережья. Среднее годовое количество осадков не превышает 200 мм (г. Атырау - 189 мм), причем по всей территории дождевые осадки преобладают над снежными. Максимум осадков приходится на теплый период с апреля по октябрь.

21.3 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

21.3.1 Обоснование категории объекта по гражданской обороне

В соответствии с письмом ГУ «Департамента по чрезвычайным ситуациям Атырауской области. Комитета по чрезвычайным ситуациям Министерства внутренних дел Республики Казахстан» №39-19-6-4/308 от 6 февраля 2015 года, АО «Эмбаунайгаз» относится к категорированным объектам по гражданской обороне (Приказ МЧС РК №4-ДСП от 3 апреля 2013 года).

21.3.2 Определение границ зон возможной опасности

В соответствии с нормативными данными, приведенными в общих положениях Приказа МВД РК №732 от 24 октября 2014 года Об утверждении объема и содержания

Инв. № подл.	Подпись и дата							Лист	
Инв. № подл.								0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	462
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, территория объекта строительства находится:

- Вне зон возможных разрушений;
- Вне зон возможных радиоактивных заражений (загрязнений);
- Вне зоны возможного катастрофического затопления;
- В зоне светомаскировки;
- Не является безопасной зоной пригодной для жизнедеятельности местного и эвакуируемого населения, с учетом групп городов и категорий объектов по гражданской обороне.

21.3.3 Данные об огнестойкости зданий и сооружений

Данные о степени огнестойкости зданий и сооружений:

- Насосная станция пожаротушения. Степень огнестойкости IIIа.
- Узел учета. Степень огнестойкости IIIа.
- Гликолевая установка. Степень огнестойкости IIIа.
- Блок регулирования. Степень огнестойкости IIIа.
- Воздушный компрессор. Степень огнестойкости IIIа.
- Склад химреагентов. Степень огнестойкости IIIа.
- Компрессорная станция. Степень огнестойкости IIIа.
- Операторная. Степень огнестойкости IIIа.
- КПП. Степень огнестойкости IIIа.

21.3.4 Обоснование численности наибольшей работающей смены предприятия в военное время

Функционирование объекта в военное время зависит от мобилизационного задания, которое в свою очередь определяется Правительством Республики Казахстан

21.3.5 Обоснование прекращения или перемещения в другое место деятельности объекта в военное время

Рассматриваемый в данном проекте объект является стационарным. Характер производства не предполагает возможность прекращения или перемещения его деятельности в военное время в другое место.

Демонтаж оборудования в особый период и в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

Инв. № подл.	Инв. № подл.	Подпись и дата							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист
										463
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

21.3.6 Решения по системам оповещения и управления ГО объекта

Информация об угрозе возникновения ЧС от внешних источников для объектов на конкретном участке или объекте может поступать от территориальных органов ГО и ЧС.

При получении сигнала ГО, начальник Гражданской обороны объекта немедленно организует оповещение рабочих и служащих предприятия о возникшей опасности.

Эксплуатационный персонал должен действовать, согласно ранее разработанного плана оповещения и связи с указанием необходимых телефонов специальных и аварийных служб и учреждений района, города, а также адресов и домашних телефонов работников.

Система ГС/ОО считается критически важной системой безопасности, предупреждающая персонал о возникновении опасных условий в любой точке УПГ и необходимости эвакуации из данной области. Другое назначение данной системы – обеспечение громкой двусторонней связи в рабочем режиме.

Система громкоговорящей связи и общего оповещения включает следующее оборудование:

- Блок речевого оповещения (БРО);
- Громкоговорители;
- Микрофонные консоли;
- Переговорные устройства;
- Светозвуковые оповещатели;
- Соединительные коробки;
- Кабели и принадлежности.

В здании операторной в помещении щитовой установлен Шкаф системы ГО/ОО, в помещениях диспетчерской и КОБ предусмотрены микрофонные консоли.

Переговорные устройства установлены на стойках по территории УПГ, в зданиях склада предусмотрены громкоговорители.

В настоящем проекте система ГС/ОО логически связана с системой обнаружения пожара (ПС), обеспечивая трансляцию сигналов оповещения в случае обнаружения возгорания.

Проектом предусматривается комбинированная система оповещения на всех участках УПГ.

Данная система оповещения людей о пожарной и газовой опасности соответствует требованиям, предъявляемым к характеристикам 1, 2, 3 типов Систем оповещения согласно Таблице 2 СН РК 2.02-11-2002*.

Данная система будет также взаимосвязана с системой противоаварийной защиты – в случае обнаружения загазованности на территории установки, отклонения технологического режима от регламентированного, САО (ПАЗ) выдает сигнал в систему ГС/ОО.

Генерирование сигнала тревоги, возможно, выполнить либо вручную с панели доступа и управления БРО, либо автоматически через систему обнаружения пожара и САО.

На территории проектируемых площадок предусмотрена установка громкоговорителей и светозвуковых оповещателей. Предусмотрены отдельные светозвуковые оповещатели для системы обнаружения пожара и системы обнаружения загазованности. Светозвуковые оповещатели, громкоговорители рупорные взрывозащищенные запроектированы компании.

Электроснабжение средств связи предусматривается переменным напряжением ~220 В, 50Гц, однофазное.

21.3.7 Решения по противоаварийной защите

Установка подготовки газа включает ряд позиций оборудования, которые содержат запасы горючих углеводородов, что связано с риском неконтролируемого выброса их в окружающую среду в случае серьезной аварии.

Целью системы аварийного останова (АО) и системы аварийного сброса давления является первоначальное перекрытие системы, содержащей запас углеводородов, таким образом, чтобы создать отдельные небольшие системы и, если необходимо, осуществить сброс газовой фазы из этих отдельных систем планомерным и регулируемым образом на факел.

Такого рода сброс предотвращает создание быстро увеличивающегося накопления технологических продуктов в оборудовании, обеспечивает средства для уменьшения последствий катастрофической поломки.

Система АО будет обеспечивать работу устройств управления и индикации систем безопасности комплекса до самого последнего возможного момента и до полного завершения последовательности останова по сигналу систем АО (ПАЗ) и системы обнаружения пожара и обнаружения загазованности.

Первоочередной задачей останова технологического оборудования является следующее:

- Защита персонала;
- Защита окружающей среды;
- Защита экономических капиталовложений в установку и оборудование;
- Долгосрочная бесперебойная работа и надежность оборудования.
- Система ПАЗ должна обеспечивать:
- Автоматическое обнаружения неудовлетворительного состояния оборудования путем сбора аналоговой и дискретной информации от датчиков технологических параметров и

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
							465
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

параметров состояния исполнительных механизмов, а также данных от сигнализаторов ПДК, ДВК извещателей системы ПС;

- Выделение достоверной информации;
- Анализ и логическую обработку входной информации;
- Автоматические действия в случаях обнаружения опасных условий технологического процесса путем выдачи сигналов двухпозиционного управления на исполнительные механизмы для обесточивания оборудования, отключения или перекрытия технологического оборудования;
- Дистанционное («ручное») управление исполнительными механизмами при условии санкционированного доступа;
- Определение первопричины срабатывания системы защиты и останова ТП;
- Выполнение необходимых действий для устранения последствий пожара и утечки газа, обнаруженных системой обнаружения пожара и газа;
- Передачу оперативной информации от системы ПАЗ в РСУ для включения звуковой и визуальной тревожной сигнализации через рабочую станцию РСУ, регистрации и архивирования (отклонения параметров, срабатывание исполнительных механизмов ПАЗ, реакция на действия персонала).

В рамках системы АО (ПАЗ) предусмотрены средства для обеспечения безопасного перекрытия и останова оборудования в случае выхода его из строя, нарушения технологического регламента, утечки газа или пожара. Система АО рассчитана на инициацию предварительно запрограммированных действий автоматически при обнаружении ненормальных технологических условий или по сигналу от ручного устройства.

В состав системы аварийного останова и сброса давления входит следующее оборудование:

- Специальные датчики, устанавливаемые на оборудовании;
- Факельные коллекторы;
- Блокировочные клапаны;
- Продувочные клапаны, выведенные на факельные коллекторы;
- Предохранительные клапаны давления;
- Программируемые логические контроллеры.

В составе системы должны быть предусмотрены средства взаимной блокировки системы разрешений, что позволяет ручную или автоматическую инициацию системы аварийного сброса давления.

[illegible]

Расположенные на площадке КИП и исполнительные механизмы, предназначенные для системы АО, будут отдельные от приборов и исполнительных механизмов, используемых для регулирования и управления технологического процесса.

Предполагается, что сброс уровней ESD 3 должен быть из РСУ на уровне супервизорного доступа. Команда будет передана из РСУ в систему АО.

Система АО затем повторно откроет клапаны АО, повторно включит насосы и т.п. в правильной последовательности,

Подача воздуха КИП для клапанов АО и сброса давления будет предусмотрена непосредственно от коллектора воздуха КИП. Клапаны АО и клапаны сброса давления будут простого действия с возвратной пружиной.

Система ПАЗ взаимодействует с системами обнаружения пожара и утечек газа через магистраль связи или через кабельную связь. Обнаружение присутствия горючих или токсичных газов, или пожара обусловит передачу сигналов системой в соответствии с предварительно запрограммированной логикой этой системы для останова или сброса давления в комплексе в соответствии с описанными выше уровнями АО.

Система ПАЗ действует полностью автономно от распределенной системы управления (РСУ), которая используется только для технологического контроля. Тем не менее, система аварийного останова взаимосвязана с РСУ для передачи информации о состоянии на дисплей операторов в составе РСУ. Система АО имеет интерфейс с системой РСУ через высокоскоростные резервированные каналы передачи данных с использованием промышленных протоколов (Ethernet).

Информация (тревожные оповещения, запуск/останов двигателей, открывание/закрывание клапанов) и данные по ручному задействованию (перерегулирование, сбросы, нажимные кнопки проверки исправности систем) будет поступать через канал передачи данных на управляющие пульты РСУ.

Ручное включение АО предусматривается с помощью кнопок, имеющих постоянную монтажную проводку и расположенных на управляющем пульте РСУ. Для системы АО требуется предусмотреть запись первых событий и последовательности событий.

Данные по последовательности событий, зарегистрированные системой АО, направляются в РСУ, что дает возможность обзора всего состояния и информации о тревожных оповещениях, организации тревожных оповещений и средства перерегулирования для целей эксплуатации и техобслуживания и на СПС.

Система АО рассчитана на непрерывную и полную диагностику всех внутренних операций Центрального Процессора (ЦП) и модулей ввода/вывода, с предоставлением

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист	
											467
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

информации персоналу о состоянии диагностики. Любые отказы также будут автоматически регистрироваться на самописце последовательности событий.

21.3.8 Решения по светомаскировочным мероприятиям

В соответствии с требованиями Приказа МВД РК №732 от 24.10.2014 года Об утверждении объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, мероприятия по проведению светомаскировки объектов, являются общими.

Световая маскировка проводится для создания в темное время суток условий, затрудняющих обнаружение организаций с воздуха путем визуального наблюдения или с помощью оптических приборов, рассчитанных на видимую область излучения (0,40 – 0,76 микрометров). Световая маскировка предусматривается в двух режимах: частичного и полного затемнения. Подготовительные мероприятия, обеспечивающие осуществление светомаскировки в этих режимах, проводятся заблаговременно, в мирное время.

В режиме частичного затемнения предусматривается завершение подготовки к введению режима полного затемнения. Режим частичного затемнения не должен препятствовать производственной деятельности объектов хозяйствования, после его введения действует постоянно, кроме времени действия режима полного затемнения.

Режим полного затемнения вводится по сигналу «Воздушная тревога» и отменяется с объявлением сигнала «Отбой воздушной тревоги».

Наружные светильники, устанавливаемые над входами (въездами) в здания и сооружения, габаритные огни светового ограждения высотных сооружений в режиме частичного затемнения, как правило, отключаться не должны.

В режиме частичного затемнения освещенность мест производства работ вне зданий, проходов, проездов и территорий предприятий рекомендуется снижать, путем выключения части светильников, установки ламп пониженной мощности или применения регуляторов напряжения.

В режиме полного затемнения все наружное освещение должно быть выключено. В местах проведения неотложных производственных, аварийно спасательных и восстановительных работ, а также на опасных участках путей эвакуации людей к защитным сооружениям и у входов в них следует предусматривать маскировочное стационарное или автономное освещение с помощью переносных осветительных фонарей.

Снижение освещенности в режиме полного затемнения до требуемых уровней достигается следующими методами или их сочетанием:

- Установкой ламп пониженной мощности;
- Заменой газоразрядных ламп высокого давления лампами накаливания и отключением зажигающих устройств;

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист
							468
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

В режиме полного затемнения следует применять световые знаки, удовлетворяющие следующим требованиям:

- Размеры и яркость устанавливаемых снаружи световых знаков должны обеспечивать их видимость на фоне с яркостью до 0,05 кд/м² с расстояния 25—30 м. Символика знака при той же яркости фона должна различаться с расстояния не менее 10 м. Освещенность в зоне их расположения не должна быть более 0,2 лк;
- Размеры и яркость устанавливаемых внутри зданий световых знаков должны обеспечивать их видимость на фоне с яркостью до 0,1 кд/м² с расстояния 25 м и различимость символики с расстояния до 10 м. Освещенность в зоне их расположения не должна быть более 0,5 лк.

На транспорте чаще всего применяется светотехнический способ затемнения. Автомобильный транспорта, который по условиям производственной и служебной деятельности непрерывно работает в темное время, оборудуется светомаскировочными устройствами. Количество лампочек в автобусах резко сокращается, а напряжение накала нитей понижается. Осветительные огни на транспортных средствах тщательно маскируются. На фары автомобилей надеваются приспособления, уменьшающие силу света, излучаемого только в горизонтальном направлении. Для этого используют следующие приемы: устанавливают в плафоны или фары специальные диафрагмы с отверстиями, экраны-затемнители или насадки, снижающие величину освещения до допустимой; применяют специальные козырьки и вставки с отверстиями для маскировки указательных и габаритных огней; зашторивают световые проемы.

В режиме полного затемнения автотранспорт прекращает движение, кроме машин медицинской помощи, спецсвязи, пожарных и служебных, которые должны быть оборудованы светомаскировочными устройствами.

В режиме частичного затемнения производственные огни световой маскировке не подлежат, за исключением тех производственных огней, световая маскировка которых не может быть произведена за время перехода на режим полного затемнения.

Маскировка производственных огней УПГ в режиме полного затемнения должна производиться технологическим и механическим способами или их сочетанием.

Способы и средства световой маскировки определяются в каждом конкретном случае в соответствии с требованиями ведомственных инструкций по световой маскировке и безаварийной остановке производства, утверждаемых в установленном порядке.

Световая маскировка производственных огней должна осуществляться путем:

- Выключения или перевода на поддерживающий режим работы технологических агрегатов;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист	
											470
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

подсистемами, взаимно соединенными с помощью высокоскоростной магистрали передачи данных.

Система управления и безопасности технологических процессов должна выполнять следующие функции:

- Контроль технологического процесса и управление оборудованием для обеспечения требуемого уровня ведения процесса в соответствии с установленными для технологической установки объемами и договорными обязательствами по поставкам заказчикам;
- Обеспечение надежной системой безопасности для предотвращения нежелательных ситуаций посредством защиты персонала, защиты оборудования, сокращение уровня загрязнения до минимума, снижение затрат на ремонт оборудования за счет оперативного выявления его неисправностей;
- Обеспечение рационализации и стабилизации режимов работы технологического оборудования, достижения его оптимальной загрузки;
- Внедрение высокоэффективной и надежной человеко-машинной системы контроля, и управления на базе промышленных программируемых контроллеров и современных информационных технологий;
- Обеспечение оперативности сбора, обработки и предоставления достоверной и своевременной информации оперативному и диспетчерскому персоналу для контроля и принятий решений;
- Повышения производительности и улучшения условий труда персонала;
- Предупреждение ошибочных действий обслуживающего персонала.

Интегрированная система управления и безопасности будет состоять из:

- Распределенной системы управления РСУ (автоматизированная система управления технологическим процессом АСУ ТП);
- Системы противоаварийной защиты ПАЗ (другое название данной системы – система аварийного останова САО);
- Системы обнаружения газа;
- Системы обнаружения пожара – системы пожарной сигнализации (ПС).

В ИСУБ также входят:

- Система диспетчерского управления и сбора данных систем трубопроводов (ДУСД);
- Система регулирования и контроля машинного оборудования;
- Система управления комплектными установками;
- Автоматизированная система мониторинга несущих конструкций и зданий.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Для организации системы управления и контроля всем технологическим процессом на территории УПГ предусмотрены следующие объекты:

- Здание операторной.

Здание Центральной операторной КИПиА (ЦО КИПиА) предназначено для размещения комплекса оборудования ИСУБ технологического процесса на УПГ.

Размещение Центральной операторной КИПиА предусматривается в зоне инженерного обеспечения.

Здание ЦО КИПиА запроектировано как БКУ, оборудованное системами пожарной сигнализации и оповещения, системой газового пожаротушения, системами водоснабжения, электроосвещения, отопления и кондиционирования воздуха для создания комфортных условия работы операторов и необходимых условий производственной среды, обеспечивающих правильное функционирование, высокую надежность аппаратуры.

В здании ЦО КИПиА предусмотрены следующие основные помещения для осуществления технологического контроля и управления:

- Комната диспетчерской;
- Комната центрального пункта управления системами обеспечения безопасности;
- Щитовая КИПиА.

21.3.11 Решения по повышению физической устойчивости зданий, сооружений и оборудования от ударной воздушной волны

Взрывные воздействия в общем случае – переменные во времени и пространстве. Их особенностью является сложный характер взаимодействий с сооружением и выработки нагрузок, вызывающих колебательные движения конструкций.

В целях повышения физической устойчивости зданий, сооружений и технологического оборудования размещаемого на территории УПГ проектом были предприняты следующие мероприятия:

- Здания и сооружения выполнены с жестким каркасом (металлическим), что способствует снижению степени разрушения несущих конструкций при землетрясениях, сильных ветрах и взрывах;
- Применение при проектировании каркасных зданий облегченных конструкций стенового заполнения и увеличенные световые проемы, легких панелей;
- Применение легких, огнестойких кровельных материалов, в случае обрушения которых наносится меньший вред оборудованию, по сравнению с обрушением тяжелых железобетонных конструкций;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист
										473
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

- Надежные элементы крепления наружных трубопроводов прокладываемых на надземных трубопроводных эстакадах;
- Повышение устойчивости технологического оборудования имеющего большую высоту и малую площадь опоры путем прочного закрепления на фундаментах. На некоторых видах технологического оборудования имеющего большую высоту предусмотрены растяжки, повышающие устойчивость оборудование от опрокидывания;
- Рациональная компоновка технологического оборудования, проведенная с целью исключения его повреждения обломками разрушающихся конструкций. Большая часть технологического оборудования размещено вне зданий – на открытой площадке территории объекта под навесами.

21.3.12 Мероприятия по исключению разлива опасных жидкостей, опорожнению особо опасных участков

Все технологические площадки УПП с твердым покрытием, по периметру имеют отбортовку, также предусматривается отвод производственно-ливневых стоков, с возможным загрязнением углеводородами и другими опасными жидкостями в дождеприемники.

Проектом предусмотрена закрытая дренажная система, предназначенная для безопасного сбора опасных жидкостей и воды (и их последующей утилизации). Система предотвращает возгорание углеводородов при освобождении оборудования от рабочих агентов и загрязнений перед выводом в ремонт.

21.4 Мероприятия по предупреждению чс техногенного характера

21.4.1 Определение зон действия основных поражающих факторов при авариях

Возникновение аварийных ситуаций техногенного характера, на проектируемом объекте исходя из анализа происшедших аварий на аналогичных объектах, могут спровоцировать в основном, следующие события:

- Воздействие природной среды, вызывающей коррозию оборудования, сооружений и коммуникаций;
- Воздействие технологических параметров (температуры, давления, вибрации, агрессивности паров и обращающихся в процессе легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, повышенных нагрузок на сооружения и механизмы и т.д.);
- Разгерметизация оборудования, фланцевых соединений и трубопроводов с последующей утечкой;
- Нарушение персоналом правил эксплуатации оборудования, несоблюдение которых чревато возникновением внештатных ситуаций;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
Инв. № подл.								0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	474
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

- Несоблюдение графиков планово-предупредительного ремонта;
- Внезапное прекращение подачи электроэнергии и другие факторы.

Поражающие факторы источников техногенных ЧС по генезису подразделяют на факторы:

- Прямого действия или первичные - первичные поражающие факторы непосредственно вызываются возникновением источника техногенной ЧС;
- Побочного действия или вторичные - вторичные поражающие факторы вызываются изменением объектов, окружающей среды первичными поражающими факторами.

Поражающие факторы источников техногенных ЧС по механизму действия подразделяют на факторы:

- Физического действия;
- Химического действия.

К поражающим факторам физического действия в результате возможной аварии на территории УПГ можно отнести:

- Воздушную ударную волну;
- Обломки или осколки;
- Экстремальный нагрев среды;
- Тепловое излучение.

21.4.2 Сведения об условных вероятностях поражения персонала находящихся в зданиях при возможных авариях

Основными поражающими факторами при возможных авариях на технологических установках УПГ будут избыточное давление ударной волны при взрыве и тепловое излучение пожара пролива. В соответствии с принятыми технологическими решениями и организацией труда работников УПГ, предполагается, что основная часть людей во время возникновения ЧС может находиться в зданиях и сооружениях, таким образом, воздействие теплового излучения многократно ослабляется и основным фактором при определении условной вероятности поражения персонала будет считаться избыточное давление во фронте ударной волны. Воздействие теплового излучения ослабляется также потому, что оборудование, содержащее ЛВЖ и ГЖ при горении которых может проявляться тепловое излучение расположено на достаточном удалении от зданий и сооружений, в которых может находиться обслуживающий персонал УПГ.

Ниже приставлен перечень зданий и сооружений на территории УПГ, в которых по условиям организации труда и ведению технологического процесса предполагается постоянное присутствие персонала:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист	
											475
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- Здание операторной;

21.4.3 Сведения о численности и размещении населения на прилегающей территории, которая может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте строительства

В радиусе зон воздействия основных поражающих факторов населенные пункты отсутствуют. В связи с этим, воздействие поражающих факторов на население не предвидится.

21.4.4 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

Проектными решениями обеспечивается рациональное использование природных ресурсов и исключается возможность необратимых техногенных изменений природной среды, в том числе и в случае возможных аварийных выбросов вредных веществ.

Проектом предусмотрена достаточно надежная герметизированная система комплексной переработки попутного нефтяного газа. При нормальном режиме эксплуатации сброс вредных веществ в окружающую среду практически отсутствует. Незапланированные выбросы возможны только в случае возникновения внештатной ситуации, при которой возникает необходимость останова или ремонта оборудования и трубопроводов.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выбросов в атмосферу и сбросов вредных веществ в окружающую среду являются:

- Применение при разработке проекта апробированных технологических процессов, а так же оборудования от надежных поставщиков, специализирующихся в области переработки газа, и зарекомендовавшего себя на действующих газоперерабатывающих предприятиях;
- Размещение оборудования и трубопроводов с соблюдением требований правил пожарной безопасности (ППБ) и других нормативных документов РК, а так же с условием обеспечения удобства монтажа и безопасного обслуживания;
- Обеспечение прочности и герметичности трубопроводов. Все соединения трубопроводов выполнены на сварке, исключение составляют участки установки фланцевой запорно-регулирующей арматуры;
- Контроль всех соединений и испытание оборудования и трубопроводов после завершения монтажных работ;
- Безопасная эксплуатация заложенного оборудования и трубопроводов за счет обеспечения требуемых технологических характеристик при данных условиях эксплуатации за счет автоматизации и непрерывного дистанционного контроля технологических процессов на проектируемых сооружениях;

- Многоуровневая система противоаварийной защиты технологических блоков УПГ, включающая все необходимые технические средства прогнозирования и предотвращения развития аварийных ситуаций, а в «форс-мажорных» ситуациях – их локализацию и ликвидацию последствий;
- Контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- Высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание. Основное технологическое оборудование УПГ является оборудованием, работающим под давлением. Защита этого оборудования предусматривается установкой предохранительных клапанов, отсечной и запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров. Покрытие площадок размещения оборудования предусмотрено в комбинированном исполнении и с устройствами сбора дренажа. При надземной прокладке трубопроводы укладываются на несгораемые эстакады и опоры. Все сооружения запроектированы с учётом требований по взрыво- и пожаробезопасности в соответствии с требованиями СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП РК 3.02-09-2010 «Сооружения промышленных предприятий», ВУПП-88 «Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности», ПУЭ РК-2008. Поддержание заданного уровня в технологическом оборудовании производится регулирующими клапанами, отвод осуществляется в дренажные ёмкости. Поддержание заданного давления в оборудовании осуществляется регуляторами давления. Сброс газа с предохранительных клапанов технологического оборудования осуществляется через факельную систему. Технические решения по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

- Четкое соблюдение параметров технологического процесс за счет запроектированных совершенных систем контроля и управления, и достаточной квалификации и производственной дисциплины обслуживающего персонала;
- Поддержание в исправном состоянии всего действующего технологического оборудования и систем защиты и безопасности;
- Плановые осмотры и ППР оборудования и трубопроводов;
- Систематический мониторинг коррозии оборудования и трубопроводов;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист
										477
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

контроля, предупреждения об образовании до взрывной концентрации смеси, измерения и регулирования технологических параметров.

Арматура перед (за) предохранительным устройством может быть установлена при условии монтажа двух предохранительных устройств и блокировки, исключающей возможность одновременного их отключения.

При проектировании установок принято разделение их на изолированные герметичные секции с установкой отключающих клапанов (аварийного останова) и клапанов аварийного сброса давления секции до безопасного уровня.

Предусмотрены меры, предотвращающие неконтролируемый переток среды из аппаратов с высоким давлением в аппараты с низким давлением, меры аварийного сброса в дренажную систему, предотвращающие поток взрывоопасных веществ в обратном направлении и/или попадание их в окружающую среду.

В местах подсоединения трубопроводов с горючими продуктами к коллекторам предусматривается установка арматуры для их периодического отключения.

Соединения трубопроводов выполнять сварными, фланцевые соединения применять при фланцевом подключении к аппаратам и оборудованию, а также там, где это требуется особыми условиями.

Сброс горючей жидкости от насосов и аппаратов при ремонте, а также от предохранительных клапанов осуществляется по закрытой системе в дренажную емкость.

Резервуары оснащаются не менее чем тремя приборами для измерения уровня. Предупредительная и предаварийная сигнализация предельного верхнего и нижнего уровней осуществляется от двух независимых датчиков с отдельными точками отбора параметров технологической среды. Значения уставок предупредительной сигнализации предельных верхнего и нижнего уровней указываются в проекте с учетом времени, необходимого на проведение операций по прекращению подачи ГГ и ЛВЖ в резервуар и откачки среды из резервуара.

На складах не допускается применение мерных стекол.

Для безопасного вывода технологических аппаратов и трубопроводов в ремонт или на технологическое обслуживание предусмотрена подача продувочного азота.

На междублочных трубопроводах с горючими и взрывоопасными средами устанавливается запорная арматура с дистанционным управлением. Арматура запроектирована стальная, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды с учетом требований герметичности и безопасности. Эксплуатация взрывопожарных технологических установок с защитными системами будет регулироваться процедурами.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
							479
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

При проектировании УПГ использован принцип организации технологических процессов, исключающий возможность взрывов и пожаров в системе при регламентированных значениях параметров технологических процессов и допустимом диапазоне их изменения. Технические характеристики системы управления, аварийного останова, продувки, приборов обнаружения огня и газа, противоаварийной защиты, систем пожаротушения обладают скоростью обработки информации и активации, соответствующей скоростям изменения значений параметров процесса в требуемом диапазоне.

Перед зажиганием форсунок печи, работающей на топливном газе, выполнить следующие требования:

- Проверить плотность закрытия рабочих и контрольных вентилей на всех форсунках;
- Спустить конденсат из топливной линии;
- Продуть топливный трубопровод на свечу;

Продувочные свечи выводятся в безопасное место. При нарушении безопасности процедуры зажигания или горения форсунок топливная линия отключается запорным вентилем и определяется причина нарушения, после устранения, которого производится продувка топки азотом и повторное зажигание в соответствии с технологическим регламентом.

Технологические аппараты и оборудование наружных установок размещены в соответствии с требованиями пожарной безопасности, удобства и безопасного обслуживания. Они устанавливаются на площадках с твердым покрытием на 0,15 м выше планировочной отметки земли, огражденных бортовым камнем высотой не менее 0,15 м для предотвращения разлива нефтепродуктов с технологических площадок.

21.4.7 Сведения о наличии и характеристиках систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации

21.4.7.1 Система регулирования и контроля динамического оборудования

Специальная автономная система предусмотрена для функций контроля и управления динамического оборудования, такого как компрессоры. Данная система может включать следующие элементы:

- Регуляторы скорости;
- Системы контроля вибрации и других условий работы динамического оборудования;
- Системы контроля температуры;
- Системы тревожного оповещения;
- Местные управляющие системы.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
							480
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Основные переменные параметры и сводки тревожных оповещений, относящиеся к динамическому оборудованию, будут направляться в РСУ для отображения, регистрации и отчетности. Предусматривается интерфейс управляющей системы динамического оборудования с системой АО для координации операций останова.

21.4.7.2 Система управления электромеханизмами

В данном проекте предусмотрены насосы, вентиляторы и задвижки с электродвигателями, с помощью которых ведутся технологические процессы.

Предусмотрено три режима управления:

- В автоматическом по сигналу уровнемеров, термопреобразователей и датчиков давления;
- В ручном дистанционном режиме с пульта оператора;
- В ручном режиме от кнопок управления расположенных на постах управления, которые размещены непосредственно рядом с электромеханизмами.

На дисплее оператора отображается информация о состоянии электромеханизмов (работает/отключен, авария, индикация неисправности (сигнал о неготовности двигателя к пуску) и положение ключа выбора режима управления.

Система противоаварийной защиты предусматривает остановку электромеханизмов в случае возникновения пожара на объектах УПГ, при поступлении сигнала загазованности или сигнала от кнопок аварийного останова насосов.

Система ПАЗ при аварийной загазованности в помещениях включает систему аварийной вентиляции.

21.4.7.3 Система обнаружения утечек газа

Система обнаружения утечек газа предназначена для раннего обнаружения небольших утечек газа, чтобы возможно было предотвратить разрастание незначительных аварий в катастрофы с нанесением ущерба здоровью персонала, повреждения и утраты имущества и значительного загрязнения окружающей среды.

Система обнаружения газовой опасности имеет средства для непрерывного контроля на предмет наличия утечек горючих и вредных газов в технологических зонах, зданиях и аппаратных с целью своевременного обнаружения утечек горючих и вредных газов с немедленным оповещением персонала о создавшихся опасных ситуациях.

Все площадки и здания, где возможна утечка и места накопления газообразной смеси вредных веществ и горючих газов и паров будут оборудованы датчиками:

- Предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ;
- Довзрывных концентраций (ДВК) горючих газов и паров.
- Система обнаружение газа предусматривает:

Инв. № подл.						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Система обнаружения газовой опасности имеет средства для непрерывного контроля за предмет наличия утечек горючих и вредных газов в технологических зонах, зданиях и аппаратных с целью своевременного обнаружения утечек горючих и вредных газов с немедленным оповещением персонала о создавшихся опасных ситуациях. Все площадки и здания, где возможна утечка и места накопления газообразной смеси вредных веществ и горючих газов и паров будут оборудованы датчиками: • Предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ; • Довзрывных концентраций (ДВК) горючих газов и паров. • Система обнаружение газа предусматривает:						
						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
						481

- Обнаружение газа на возможно раннем этапе;
- Включение визуальной и звуковой тревожной сигнализации в границах всего комплекса через систему оповещения по трансляционной сети, а также в помещениях и по месту для предупреждения персонала об опасности;
- Автоматическое управление системой вентиляции для сведения к минимуму риска для персонала.

Датчики для обнаружения утечки газа в открытых производственных зонах устанавливаются на высоте 1,0 метра выше уровня земли (площадки обслуживания).

Детекторы газа, поставляемые в составе комплектных установок, подключены к местной системе противоаварийной защиты (отключения).

Все установленные на наружной площадке датчики предусмотрены наружного исполнения пригодного для работы в неблагоприятных метеорологических условиях и в соответствии с категорией по взрывозащите.

При обнаружении загазованности на открытых площадках и в зданиях предусмотрена светозвуковая сигнализация. В помещениях с периодическим пребыванием персонала - у входа в помещения. Предупредительная и аварийная сигнализация будет отличаться по звуковой тональности и световому сопровождению.

Система обнаружения утечек газа через систему ПАЗ будет сопряжена с системой громкоговорящей связи и оповещения посредством проводных соединений. Автоматическое обнаружение утечки газа приведет к формированию сигналов, подаваемых в систему ПАЗ через систему обеспечения безопасности для отсечения аварийных участков или установки целиком, в зависимости от степени опасности ситуации.

Построение, компоновка системы газообнаружения предусмотрены таким образом, чтобы отказ любого одного компонента оказывал минимальное влияние на функционирование системы. Система будет включать диагностические стандартные программы, рассчитанные на привлечение внимания оператора к любому выходу компонента из строя.

21.4.7.4 Система обнаружения пожара

Система обнаружения пожара (система пожарной сигнализации) предназначена для своевременного предупреждения пожарной ситуации.

Система пожарной сигнализации (ПС) имеет средства для непрерывного контроля возгорания в технологических зонах, зданиях с целью своевременного выявления очагов пожаров с немедленным оповещением персонала о создавшихся опасных ситуациях.

Для своевременного предупреждения пожарной ситуации, проектируемые здания и сооружения в зависимости от категории защищаемого помещения оборудуются датчиками обнаружения пожара. Кроме того, предусмотрены ручные извещатели обнаружения пожара,

Инв. № подл.	Подпись и дата						Лист		
Инв. № подл.								0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	482
		Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

21.4.7.4 Система обнаружения пожара

Система обнаружения пожара (система пожарной сигнализации) предназначена для своевременного предупреждения пожарной ситуации.

Система пожарной сигнализации (ПС) имеет средства для непрерывного контроля возгорания в технологических зонах, зданиях с целью своевременного выявления очагов пожаров с немедленным оповещением персонала о создавшихся опасных ситуациях.

Для своевременного предупреждения пожарной ситуации, проектируемые здания и сооружения в зависимости от категории защищаемого помещения оборудуются датчиками обнаружения пожара. Кроме того, предусмотрены ручные извещатели обнаружения пожара,

которые установлены на территории технологических площадок и у входов в помещения. Все установленные на наружной площадке устройства имеют наружное исполнение для работы в неблагоприятных метеорологических условиях.

Основой проекта для системы обнаружения пожарной опасности является следующее:

- Обнаружение пожара на возможно раннем этапе;
- Включение визуальной и звуковой тревожной сигнализации для предупреждения персонала об опасности;
- Передача сигнала в систему ПАЗ для принятия решений по останову соответствующего оборудования и включения системы автоматического пожаротушения.

21.4.7.5 Источники теплоснабжения

Внутреннее теплоснабжение блочно-комплектных производственных и вспомогательных зданий, работающих в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала, располагаемых на отдельных площадках и удаленных от котельной, предусматривается посредством электро-нагревательных устройств.

21.4.7.6 Источники водоснабжения

Проектными решениями предусматриваются следующие системы водоснабжения:

- Система производственного водоснабжения;
- Система хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- Система противопожарного водоснабжения.

Проектируемый водопровод исходной питьевой воды, прокладываемый по территории УПГ, подводится на заполнение водой к резервуарам запаса пожарной воды и к резервуарам запаса питьевой воды.

Далее от резервуаров питьевого назначения вода поступает в противопожарную насосную станцию. В противопожарной насосной станции параллельно с противопожарными насосами установлены насосы питьевой воды, которые подают воду как потребителям для производственных нужд, так и для хозяйственно-питьевых целей. Для хозяйственно-питьевых целей вода проходит дополнительную обработку в блоке обеззараживания.

Система водоснабжения исходной воды включает в себя следующие сооружения:

Резервуар питьевой воды $V=25\text{ м}^3$;
Насосы питьевой воды.

Система производственного водоснабжения обеспечивает обессоленной водой технологические объекты для приготовления химических растворов, для заполнения и подпитки систем охлаждения, для промывок технологического оборудования.

На площадке УПГ питьевая вода подается на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды, на технологические нужды, на приготовление обессоленной воды, на заполнение пожарных

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
							483
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

резервуаров на заполнение и подпитку котельных и на приготовление горячей воды. Вода, используемая для питья на производственных объектах и в офисных зданиях, будет привозная бутилированная и соответствует СанПин № 104 от 18.01.2012 «Вода питьевая».

21.4.8 Решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объекта (по системам физической защиты и охраны объекта)

В целях предотвращения постороннего вмешательства в производственную деятельность УПГ, проектом предусматривается устройство нескольких систем позволяющих ограничить не санкционированный доступ на территории объекта, а именно:

- Ограждение территории производственной базы;
- Система замкнутого телевидения (видеонаблюдения);
- Система контроля доступа.

21.4.9 Ограждение территории УПГ

Территория площадки УПГ разделена на зоны. Каждая зона занимает определенные участки, на которых сгруппированы родственные по функциональному назначению и по пожарной опасности объекты.

Ограждение предусмотрено по периметру всей планируемой территории УПГ и принято продуваемое из сетчатых панелей по металлическим столбам высотой 2 метра. На въезде (выезде) предусмотрены ворота.

Для отдельных зон и хозяйств, в соответствии с требованиями по условиям эксплуатации и охраны предприятий, зданий и сооружений, предусмотрено индивидуальное ограждение. Индивидуальное ограждение принято для предзаводской зоны, юго-восточного района зоны инженерного обеспечения, где размещены объекты водоснабжения и для площадки факела. Конструкция и высота индивидуального ограждения приняты аналогично внешнему ограждению территории УПГ.

21.4.10 Система замкнутого телевидения

Система замкнутого телевидения (видеонаблюдения) — это программно-аппаратный комплекс (видеокамеры, объективы, мониторы, регистраторы и др. оборудование), предназначенный для организации видеоконтроля за территорией УПГ.

К функциям видеонаблюдения относится наблюдение за обстановкой на площадках, состоянием оборудования, действиями персонала.

Для обеспечения охранной функции по периметру установлены фиксированные камеры видеонаблюдения позиционирующиеся на периметре.

Для подвода питания к оборудованию и коммутации камер видеонаблюдения на каждой опоре предусмотрен шкаф видеонаблюдения.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
										484
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Расстояние от пожарного депо до территории УПГ по внутрипромысловым автодорогам составляет 10,0 км. Время следования составит – 15 минуты (скорость автомобиля принимается 40 км/час). Общее время выдвигения противопожарного формирования до места возможной аварии на территории УПГ составит 25 минут.

**21.4.13 Решения по предупреждению ЧС, возникающих в результате аварии на
рядом расположенных ПОО, в том числе аварий на транспорте**

Непосредственно прилегающие к территории УПГ опасные промышленные объекты на которых могут возникнуть аварийные ситуации, влияющие на деятельность рассматриваемого в настоящем проекте объекта отсутствуют.

21.5 Мероприятия по предупреждению чс природного характера

Сведения о природно-климатических условиях в районе расположения объекта строительства, представлены в 9.2 настоящей пояснительной записки.

**21.5.1 Специальные защитные мероприятия территории объекта, зданий,
сооружений от опасных геологических процессов**

В целях отвода поверхностных вод принят открытый способ, при котором сбор и отвод воды, стекающей во время дождя, таяния снега отводится по спланированной поверхности за пределы территории в пониженные места рельефа. Высота насыпи принята из условия обеспечения возвышения покрытия над поверхностью земли с необеспеченным поверхностным стоком, с учетом:

- Вида сооружений;
- Грунтов, слагающих насыпь (супесь пылеватая);
- Климатических, топографических и гидрологических условий;
- Наличия местных материалов.

Бетон для бетонных и ж/бетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности.

Марка бетона по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается битумно-щебеночная подготовка. Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом БН-90/10 за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист
							486
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Общая устойчивость сооружений от возможных деформаций основания от просадочности и набухания обеспечивается за счет применения компенсирующих песчаных подушек.

В проекте предусмотрены мероприятия, исключающие затопление территории:

- Вертикальная планировка территории,
- Устройство отмосток вокруг зданий шириной 1.0-1,5 метра,
- Устройство бетонных площадок вокруг наружных технологических установок, с последующим сбором стоков в дренажную систему. Толщина бетонных площадок принята 150-200 мм.

Антикоррозионная защита металлических конструкций: все металлические конструкции подвергаются покраске. Слой эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* наносится по грунтовке ГФ 021 ГОСТ 25129-82*. Общая толщина защитного слоя 55 мкм, в соответствии с СНиП РК 2.01-19-2004.

Гидроизоляция сборных железобетонных забивных свай предусматривается путем термовлажностной обработки водной дисперсией латекса ВХВД-65 (ТУ 6-01-1170-87) на глубину не менее 5 мм.

Под днищем резервуаров устраивается гидроизолирующий слой из песчаного грунта влажностью не более 3%, перемешанного с нефтяным битумом.

Для стальных поверхностей прожекторной мачты выполняется покраска лаком ПФ-170 с 10-15% добавлением алюминиевой пудры. Покрытие наносится по грунтовке ГФ-021 в два слоя. Общая толщина защитного покрытия, включая грунтовку, 55 мкм.

Для достижения параметров по требуемому пределу огнестойкости металлические конструкции штукатурятся по металлической сетке или обмазываются огнезащитной вспучивающейся краской ВПМ-2 ГОСТ 25131-82 по грунтовке ФЛ-03К ГОСТ 9109-81. Толщина слоя после высыхания не менее 4 мм. Далее выполняется окраска эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по высушенному покрытию не ранее, чем через 6 дней после высыхания.

21.5.2 Мероприятия по молниезащите

Проектом предусматривается выполнение всех защитных мер электробезопасности в объеме, предусмотренном ПУЭ Республики Казахстан. Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление (в электроустановках свыше 1000В) и зануление (в электроустановках с заземленной нейтралью напряжением до 1000В).

В соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан, заземлению подлежат вторичные обмотки и корпуса силовых и измерительных трансформаторов, открытые

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОУЧС	Лист 487
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

проводящие части электроустановок на напряжении до и свыше 1000В, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы распределительных щитов, шкафов управления, кабельные конструкции, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, железобетонные опоры воздушных линий электропередач, а так же установленные на них нормально не токопроводящие части электрооборудование и грозозащитные устройства

Расчетное значение сопротивлений заземляющих устройств электроустановок напряжением до 1000В принято не более 4 Ом; электроустановок напряжением свыше 1000 В – не более 10 Ом в любое время года.

На всех проектируемых технологических площадках для питания низковольтных электропотребителей принята четырехпроводная схема подключения электрооборудования, за исключением потребителей, для подключения которых используется кабель сечением 10 мм² и менее, а также кабелей системы электрообогрева технологических трубопроводов, для которых проектом предусматривается пятипроводная схема подключения.

В качестве защитной меры электробезопасности для всех электроустановок, питающихся от этой сети, принимается защитное заземление - преднамеренное соединение корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с контуром заземления.

Защитное заземление обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале аварийного участка.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № подл.							0208-1006276/2024/1//80-01-01-ИТМГОиЧС	Лист
										488
			Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата		