

**Товарищество с ограниченной ответственностью
«BM engineering»**

**Рабочий проект «Обустройство м/р Сарыбулак на период
промышленной эксплуатации в Тарбагатайском и Зайсанском
районе Восточно-Казахстанской области РК»**

ТОМ 1

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Рабочий проект выполнен с соблюдением действующих норм и правил, соответствует нормам и правилам взрыво- и пожаробезопасности и обеспечивает безопасную эксплуатацию объектов.

Главный инженер проекта



Жаришев Е.

Объект 01-2024-01-ПЗ

Инв. № _____

Экз. № _____

2024г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	7
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	7
1.2 ОБЪЕМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	7
1.3 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВЩИКЕ.....	7
1.4 ОСНОВАНИЕ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	7
1.5 СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ	7
2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН	10
2.1 Введение.....	10
2.1.1 Общие сведения.....	10
2.1.2 Краткая характеристика района строительства	10
2.2 ПЛОЩАДКИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	12
2.2.1 Планировочные решения.....	12
2.2.2 Организация рельефа	13
2.2.3 Инженерные сети	13
3 СБОР НЕФТИ И ГАЗА.....	15
3.1 ВВЕДЕНИЕ	15
3.2 ЦЕЛЬ ПРОЕКТА:	16
3.3 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ	16
3.3.1 Установка подготовки газа (УПГ).....	16
3.3.1.1 Пункт сбора нефти (ПСН).....	17
3.4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	19
3.4.1 Исходные данные для проектирования	19
3.4.2 Физико-химические свойства и состав нефти и газа	22
3.4.3 Свойства нефти в пластовых условиях	22
3.5 ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	23
3.5.1 Краткое описание принятой технологической схемы	23
3.5.2 Обустройство добывающих скважин	24
3.5.2.1 Площадка устья добывающей скважины	24
3.5.2.2 Площадка добывающей скважины	25
3.5.2.3 Межплощадочные трубопроводы	31
3.5.3 Система сбора газа	32
3.5.3.1 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2024г.....	33
3.5.3.2 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2025г.....	35
3.5.3.3 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2026г.....	35
3.5.3.4 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2027г.....	36
3.5.3.5 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2028г.....	36
3.5.3.6 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2029г.....	37
3.5.3.7 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2030г.....	38
3.5.3.8 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2031г.....	39
3.5.3.9 Промысловые газопроводы системы сбора газа	40
3.6 КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ПО ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНОСТИ	41
3.7 НОРМАТИВЕНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	42
3.8 РЕЖИМ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ. ЧИСЛЕННОСТЬ ТРУДЯЩИХСЯ	42
4. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	43
4.1 ВВЕДЕНИЕ	43
4.2 РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	44
4.3 ИНЖЕНЕРНО-ТЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	44

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

4.3.	ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ.....	46
4.4.1.	Фундамент под станок-качалку.....	47
4.4.2.	Площадка под ремонтный агрегат.	47
4.4.3.	Приустьевой колодец для сбора жидкости.....	47
4.4.4.	Фундамент под оттяжки.	48
4.4.5.	Площадка КТПНД-6/0,4 кВ.....	48
4.4.6.	Площадка обслуживания шкафа ЧРП и шкафа с тормозным резистором. 49	
4.4.7.	Ограждение устья скважины.....	49
4.4.8.	Ограждение для ЭКМ.	49
4.4.9.	Площадка добывающей скважины	50
4.4.10.	Площадка нагревателя устьевого.....	50
4.4.11.	Площадка дренажной емкости.....	51
4.4.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЗРЫВО-ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ	51
4.5.	СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ.....	51
5.	ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	53
5.1.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	53
5.2	Существующее положение	53
5.3	Потребители электрической энергии и электрические нагрузки	54
5.4	Основные проектные решения.....	55
5.4.1	Электроснабжение	55
5.4.2	Воздушные линии 6кВ	55
5.4.3	Электрооборудование	55
5.5	Защитные мероприятия	57
6.	АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА	58
6.1	Исходные данные и основание для разработки	Ошибка! Закладка не определена.
6.2	Примененные нормы и стандарты.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Сокращения	Ошибка! Закладка не определена.
6.3	Краткая характеристика объекта	Ошибка! Закладка не определена.
6.4	Цели создания проекта.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.5	Основные проектные решения	Ошибка! Закладка не определена.
6.5.1	В 2024г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.2	В 2025г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.3	В 2026г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.4	В 2027г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.5	В 2028г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.6	В 2029г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.7	В 2030г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	
6.5.8	В 2031г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины: Ошибка! Закладка не определена.	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

01-2024-01-ПЗ

6.6	Основные функции АСУ ТП	Ошибка! Закладка не определена.
6.7	Требования к сопряжению с первичными датчиками и исполнительными механизмами.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.8	Требования к эксплуатационным параметрам	Ошибка! Закладка не определена.
6.9	Объекты и объемы автоматизации	Ошибка! Закладка не определена.
6.10	Площадка устья скважины (X)	Ошибка! Закладка не определена.
6.11	Сепаратор нефти (С-Х)	Ошибка! Закладка не определена.
6.12	Резервуары хранения нефти (V-X-1,2).....	Ошибка! Закладка не определена.
6.13	Насосы перекачки нефти (Н-Х-1,2)	Ошибка! Закладка не определена.
6.14	Площадка подземной дренажной емкости (Е-Х)	Ошибка! Закладка не определена.
6.15	Площадка нагревателя устьевого (УН-Х)	Ошибка! Закладка не определена.
6.16	Система обнаружения газов.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.17	Размещение приборов и монтаж электрических проводок.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.18	Требования к организации электропитания.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.19	Защитные меры.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.20	Заземление.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.21	Защита окружающей среды.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.	СИСТЕМА СВЯЗИ.....	74
7.1	Исходные данные и основание для разработки	Ошибка! Закладка не определена.
7.2	Примененные нормы и стандарты.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.3	Сокращения	Ошибка! Закладка не определена.
7.4	Краткая характеристика объекта	Ошибка! Закладка не определена.
7.5	Основные проектные решения	Ошибка! Закладка не определена.
7.6	Система передачи данных.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.7	Телефонная связь	Ошибка! Закладка не определена.
	Проектные решения по организации ВОЛС	Ошибка! Закладка не определена.
7.8	Конечная и каналобразующая аппаратура ВОЛС.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.9	Электропитание и заземление	Ошибка! Закладка не определена.
7.10	Техника безопасности и охрана труда	Ошибка! Закладка не определена.
8.	ПОЖАРОТУШЕНИЕ	82
8.1	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	82
8.2	Первичные средства пожаротушения	83
9.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА	84
9.1	ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ	84
9.2	ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ.....	85
10.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	86
10.1	ВВЕДЕНИЕ	86
10.2	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И СНИЖЕНИЮ ПОСЛЕДСТВИЙ ЧЕРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ.....	86
10.3	ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ	86

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

10.4	Обоснование категории объекта по гражданской обороне.....	86
10.4.1	Определение границ зон возможной опасности.....	86

01-2024-01-ПЗ

10.4.2	Данные об огнестойкости зданий и сооружений	87
10.4.3	Обоснование численности наибольшей работающей смены организаций и предприятий в военное время	87
10.4.4	Решения по системам оповещения и управления ГО объекта	87
10.4.5	Решения по светомаскировочным мероприятиям.....	88
10.5	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА.....	88
10.5.1	Перечень особо опасных производств, веществ	88
10.5.2	Критерии возможных опасностей	89
10.5.3	Анализ возможных опасностей	90
10.5.4	Сведения о потенциально опасных промышленных объектах, прилегающих к территории производственной базы	90
10.5.5	Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ	90
10.5.6	Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей	92
10.5.7	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного характера инженерная защита территории производственной базы	92
10.5.8	Мероприятия по защите от проявлений молний	96
10.6	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМ И СТАНДАРТОВ	97

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №
Взам. инв. №		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

5

СОСТАВ ПРОЕКТА

Номер тома	Обозначение	Наименование	Прим.
	01-2024-00-ПП	Паспорт проекта	
1	01-2024-00-ПЗ	Общая пояснительная записка	
2		Чертежи	
	01-2024-01-ГП	Генеральный план	
	01-2024-01-СНГ	Сбор нефти и газа	
	01-2024-01-АС	Архитектурно строительные решения	
	01-2024-01-ЭС	Электроснабжение	
	01-2024-01-ЭМ	Электрооборудование	
	01-2024-01-АЗ	Электрохимзащита	
	01-2024-01-АСНГ	Автоматизация сбора нефти и газа	
3	01-2024-02-ИИ	Инженерные изыскания	
4	01-2024-04-ПОС	Проект организации строительства	

ЗАПИСЬ О СООТВЕТСТВИИ ПРОЕКТА

Проект разработан в соответствии с Государственными строительными нормами, действующими на территории Республики Казахстан, включая требования взрывобезопасности и пожароопасности, и обеспечивает безопасную эксплуатацию сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектом.

Главный инженер проекта
ТОО «VM engineering»

Жаришев Е.

Взам. инв. №										
	Подп. и дата									
Взам. инв. №							«Обустройство м/р Сарыбулак на период промышленной эксплуатации в Тарбагатайском и Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области РК»	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.				10.24			РП	1	41
	Провер.									
	Н.контр.									
	ГИП									

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Участок работ расположен в Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области вблизи с.Карабулак. Город Усть-Каменогорск расположен 300 км юго-западнее проектируемого объекта, озеро Зайсан на 6.5 км к югу от площадки проектирования. Самая большая река в близлежащей местности – Иртыш.

1.2 ОБЪЕМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Настоящим проектом предусматривается обустройство 64 добывающих скважин, и строительство газосборного коллектора.

1.3 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВЩИКЕ

Настоящий проект выполнен специалистами компании ТОО «VM engineering», имеющую право на выполнение следующих видов работ:

- на проектирование горных нефтехимических, химических нефтегазоперерабатывающих производств, подъемных сооружений, а также котлов с рабочим давлением выше 0,7 кг/см² и температурой теплоносителя выше 115°С, сосудов и трубопроводов, работающих под давлением выше 0,7 кг/см²;
- на занятие проектной деятельностью 1 категории;
- на выполнение работ в области охраны окружающей среды.

1.4 ОСНОВАНИЕ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проект разработан на основании следующих документов:

- Договор № 01-2024 от 07.03.2024г. ««Обустройство м/р Сарыбулак на период промышленной эксплуатации в Тарбагатайском и Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области РК»»;
- Проекта опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Сарыбулак выполненного АО «НИПИнефтегаз», 2009 г.
- Базового проекта «Развитие месторождения газа Сарыбулак», выполненного «ALP Engineering LTD», 2010-2011 г.г.
- Задание на проектирование, выданное ТОО «Тарбагатай Мунай»;
- Отчет по инженерным изысканиям выполненный
- Акт выбора участка;
- АПЗ.

1.5 СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ

ТОО «Тарбагатай Мунай» предоставлено право на проведение Разведки и Добычи углеводородного сырья в соответствии с контрактом на Недропользование за № 84 от 03 декабря 1997 г. и Дополнением к нему за № 9 от 27.05.2019 г., согласно которому период разведки для оценки продлен до 11.07.2021 г. В последующем, на основании обращения Недропользователя, Компетентным органом было принято решение выдать разрешение ТОО «Тарбагатай Мунай» на продление периода разведки сроком на 1 год и 6 месяцев (№ 04-12/19944 от 15.09.2021 г.) до марта 2023 г.

Контрактная территория ТОО «Тарбагатай Мунай» расположена в центральной части

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ		

Приманракского прогиба Зайсанского бассейна на территории Восточно-Казахстанской области РК.

В период 2005-2011 гг. на месторождении были выполнены сейсморазведочные работы 3Д. Полевые работы выполнялись в два этапа.

Первый был выполнен в 2005 г. компанией BGP International (Kazakhstan) LLP (358 кв. км полной кратности). Обработка и интерпретация проведена в 2005 г.

Второй этап включал в себя наращивание площади 3Д съемки до 517 км². Полевые работы выполнялись АО «Азимут Энерджи Сервисез» 2011 г. Обработка во временной миграции до суммирования и интерпретация всего куба данных (площадью 517 км²) выполнена компанией «LandOceanEnergyServicesCoLtd» в 2013 г.

На контрактной территории в период 2005-2018 гг. открыты месторождения нефти и газа, приуроченные к широкому стратиграфическому диапазону: от палеогеновых до верхнепермских отложений. По газовым залежам Центрального и Восточного Сарыбулака выполнен и утвержден в ГКЗ РК Подсчет запасов. Нефтяные залежи (пермская - по Центральному Сарыбулаку и юрская - по Восточному Сарыбулаку) находятся в пробной и опытно-промышленной эксплуатации.

Получение промышленных притоков нефти из пермских отложений на поднятии Сарыбулак Центральный, уточнение структурной основы послужили основанием для оперативного подсчета запасов нефти и растворенного газа пермских отложений месторождения Сарыбулак (поднятие Сарыбулак Центральный), который выполнен институтом АО «НИПИнефтегаз». (Протокол ГКЗ РК №1549-15-П от 10.04.2015 г.). В целом по структуре запасы нефти и растворенного газа пермского продуктивного горизонта составляли: нефти геологические по категории С1 –30628 тыс.т, извлекаемые –4595 тыс.т, геологические по категории С2 –228039 тыс.т; извлекаемые – 34206 тыс.т; растворенного газа геологические по категории С1 –1157 млн.м³, извлекаемые –175 млн.м³; геологические по категории С2 –8620 млн.м³, извлекаемые –1293 млн.м³.

Согласно Протоколу ГКЗ РК при дальнейшей работе на месторождении недропользователю было рекомендовано провести отбор и исследования глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, продолжить литолого-петрографическое изучение пород коллекторов.

Во исполнение рекомендаций ГКЗ были отобраны и проанализированы 8 поверхностных проб нефти из 4-х скважин, а также был отобран и проанализирован керн по пермским продуктивным горизонтам в скважине С-305.

В 2015 г. ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект пробной эксплуатации пермских отложений месторождения Сарыбулак» [3]. Проектом предусматривалась расконсервация 7 скважин и бурение одной опережающей добывающей скважины. Срок пробной эксплуатации обоснован с 01.07.2016 г. по 01.07.2018 г.

В 2018 г. в связи с принятием нового Кодекса ТОО «АктюбНИГРИ» был выполнен новый «Проект пробной эксплуатации пермских отложений месторождения Сарыбулак» (Протокол ЦКРР № 6/13 от 20.12.2018 г.) [5], согласно которому срок пробной эксплуатации был продлен на период 01.07.2018 г. по 01.07.2021 г.

В этом же году ТОО «АктюбНИГРИ» был выполнен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов на Контрактной территории ТОО «Тарбагатай Мунай» согласно Контракту № 84 от 03.12.1997 г.» (Протокол ЦКРР № 6/12 от 20.12.2018 г.) [6], с целью уточнения геологического строения вновь выявленных перспективных участков, расположенных на контрактной территории с учетом рекомендаций переинтерпретации сейсмического материала.

В связи с большими отставаниями в объемах добычи в 2020 г. ТОО «АктюбНИГРИ» было выполнено и утверждено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации пермских отложений месторождения Сарыбулак» (по состоянию на 01.01.2020 г.) (Протокол ЦКРР № 6/5 от 23.10.2020

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			01-2024-01-ПЗ						
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

г.) [7].

В ходе реализации пробной эксплуатации по дополнению к ППЭ добыча нефти из скважин осуществлялась механизированным способом. В 2020 году 1 скважина (С-304) вводилась в эксплуатацию в течении 2 дней. В первой половине 2021 г. производились временные работы пробной эксплуатации горизонтов 3 скважинами (С-304, С-305 и С-1П). Также не были выполнены работы по проведению исследований, необходимых для выбора технологии разработки, изучение состава и физико-химических свойств пластовых флюидов путем отбора и исследования пластовых проб и ГДИС.

В феврале месяце 2021 г. недропользователь обратился в компетентный орган с заявлением на продление периода разведки до 11.07.2023 г. в связи с обстоятельствами непреодолимой силы (пандемия), возникшими в 2020 г.

Компетентным органом было принято решение выдать разрешение ТОО «Тарбагатай Мунай» на продление периода разведки сроком на 56 дней (№ 04-11/2688 от 19.03.2021 г.).

В сентябре месяце 2021 г. недропользователь обратился в компетентный орган с просьбой продления срока пробной эксплуатации на 2 года в связи с удаленностью месторождения от нефтяных регионов и соответствующей производственной инфраструктуры, сложной геологической структуры месторождения, глубины залегания горизонтов (ниже 1500 м, для пермских отложений ниже 2000 м), тяжелой высоковязкой битуминозной нефти и особенности минералогии.

Компетентным органом было принято решение выдать разрешение ТОО «Тарбагатай Мунай» на продление периода разведки сроком на 1 год и 6 месяцев (№ 04-12/19944 от 15.09.2021 г.).

В 2021 г. компанией ТОО «АктюбНИГРИ» было выполнено «Дополнение № 2 к ППЭ пермских отложений месторождения Сарыбулак по состоянию на 01.07.2021 г.», утвержденное ЦКРР МЭ РК (протокол ЦКРР № 31/9 от 22.19.2022 г.) [8] с показателями в 2022-05.03.2023 гг. при условии проведения операций по недропользованию после получения в установленном законодательством порядке экологического разрешения к настоящему Проекту.

В 2022 г. выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти и растворенного газа пермских отложений месторождения Сарыбулак по состоянию на 02.01.2023 г.», (протокол № 2562-23-У) [9].

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ		Лист

2 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1 Введение

2.1.1 Общие сведения

Раздел «Генеральный план» рабочего проекта «Обустройство м/р Сарыбулак в Зайсанском районе ВКО РК» разработан на основании договора №01/2024 от 27.03.2024г. и задания на проектирование.

Исходные данные для проектирования:

- материалы инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий, выполненные в 2024г.

Вид строительства – новое.

В разделе «Генеральный план» запроектировано 64 нефтяные скважины.

Ввод в эксплуатацию скважин разделен по годам:

- 2024 г 13 скв.: С-1п, С-2, С-6, С-301D, С-302, С-303, С-304, С-305, С-1002, С-1003, С-1004, С-1005, С-1006;
- 2025 г 8 скв.: С-1001, С-1007, С-1008, С-1009, С-1010, С-1011, С-1012, С-1013;
- 2026 г 4 скв.: С-1401, С-1402, С-1403, С-1404;
- 2027 г 5 скв.: С-1014, С-1015, С-1016, С-1017, С-1018;
- 2028 г 6 скв.: С-1101, С-1102, С-1103, С-1104, С-1105, С-1106;
- 2029г 8 скв.: С-1107, С-1108, С-1109, С-1110, С-1111, С-1112, С-1113, С-1114;
- 2030 г 10 скв.: С-1019, С-1020, С-1115, С-1116, С-1117, С-1118, С-1301, С-1302, С-1303, С-1304;
- 2031 г 10 скв.: С-1201, С-1202, С-1203, С-1204, С-1305, С-1306, С-1307, С-1308, С-1309, С-1310.

Раздел «Генеральный план» 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:

- СН РК 3.01-03-2011, СП РК 3.01-101-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 3.03-22-2013, СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт»;

2.1.2 Краткая характеристика района строительства

В административном отношении месторождение находится на территории Тарбагатайского и Зайсанского районов Восточно-Казахстанской области РК (рис. 1.1).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ	Лист	

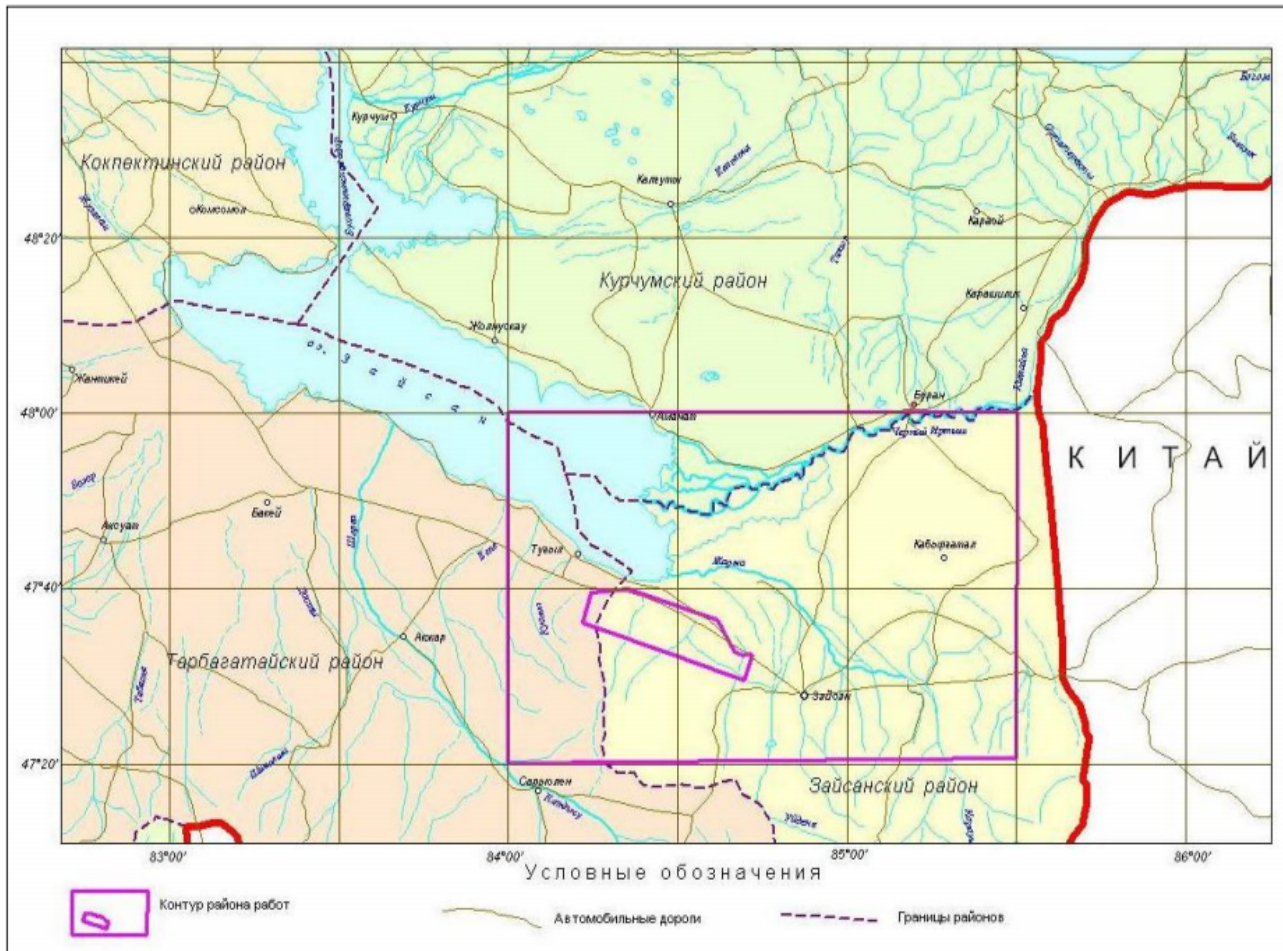


Рисунок 1.1 - Обзорная карта

Месторождение Сарыбулак расположено в 30 км к востоку от города Зайсан, ближайшим населенным пунктом являются поселки Сатбай в 15 км к востоку и Карабулак в 15 км к юго-востоку. Ближайшими железнодорожными станциями являются Жалгизтобе в 380 км и Бухтарма в 300 км от месторождения. Через структуры Сарыбулак, Хлебниковская и Карабулак проходит автодорога Омск-Павлодар-Зайсан.

Рельеф Зайсанского бассейна ровный, спокойный, изрезанный руслами рек и временными водотоками на периферии. Абсолютные отметки рельефа в пределах бассейна изменяются от +400 м у оз. Зайсан и до +700 м у подножья гор. Несколько большие значения абсолютных отметок рельефа присущи Шиликтинской и Кендырлыкской мульдам, где они составляют +(1000-1200) и +(1500-1700) м соответственно. Максимальные высоты обрамляющих бассейн горных сооружений составляют: гора Белуха (Алтай) – свыше 5000 м, гора Музтау (Саур) – 3816 м, гора Тастау (Тарбагатай) - 2992 м.

Гидрографическая сеть представлена многочисленными речками, ручьями и арыками. Наиболее полноводными являются реки Иртыш, Кендерлык и Кандысу.

Климат резко континентальный, сухой. Лето умеренно теплое, +20-23 0С (максимальная до +32 0С) и холодная зима -17-19 0С (максимальная до -45 0С).

Животный мир в данном районе представляют горный козел, лиса, волк, барс, белка и др. Из птиц - гуси, журавли, бакланы и др. Реки и озера богаты рыбой.

Для растительности характерна высотная зональность. Нижняя зона на высоте 800-1300 м над уровнем моря представлена ковыльно-типчаковой растительностью, в средней зоне (от 1700 до 2000 м) располагаются леса (береза, осина, тополь, ель, пихта, лиственница), от 2000 до 3000 м лежит зона субальпийских и альпийских лугов.

Согласно современной карте общего сейсмического районирования Казахстана (СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических районах») территория южной части Зайсанского бассейна, где

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

расположено месторождение, Сарыбулак, относится к зоне возможного 8-бального сейсмического воздействия.

Геолого-литологический разрез участка трассы представлен суглинками мощность от 2 до 10м с редкими прослоями песка с гравием.

2.2 ПЛОЩАДКИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

2.2.1 Планировочные решения

Планировочные решения по размещению площадок скважин приняты с учетом генерального плана развития и существующего положения освоения месторождения; технологических схем; расположения существующих и проектируемых инженерных сетей; обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении. Плановое положение площадок скважин определяется координатами скважин.

Расположение проектируемых площадок на территории месторождения см. лист №2 чертеж «Ситуационная схема».

Все площадки скважин запроектированы размерами в плане 52х92х29,25х40х22,75х52м, с устройством въезда, за исключением площадки С-1Р, которая запроектирована размером 52х103х29,25х51х22,75х52м и площадки скважин С-1015, С-1109, С-1306 с размером 81х52.

Скважины С-302, С-303, С-304, С-305 С-301D, С-1002, С-1003 расположены на ранее спланированной территории.

Подъезд к проектируемым площадкам осуществляется по существующим и полевым дорогам месторождения.

На площадках добывающих скважин расположены следующие сооружения:

- Фундамент под станок-качалку СУ12-5.0-73НВ;
- Приустьевой колодец;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Якоря для оттяжек (4шт);
- Ограждение;
- Площадка нефтедобывающей скважины;
- Площадка подземной дренажной емкости Е-Х;
- Площадка Блок-бокса КИПиА;
- КТП
- Площадка подогревателя нефти П-1 (на площадках скважин С-302, С-1Р, С-303).

Размещение сооружений на проектируемых площадках см. листы чертежей «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей».

Основные показатели: (на одну площадку Сква.)

- Площадь планируемой территории - 3891,38 м²;
- Площадь застройки - 460,37 м²;
- Плотность застройки - 11,83 %;

Основные показатели С-302, С-303: (на одну площадку Сква.)

- Площадь территории в условной границе - 8550,0 м²;
- Площадь застройки - 490,37 м²;
- Плотность застройки - 5,74 %;

Взам. инв. №						Взам. инв. №	Лист
Взам. инв. №						Взам. инв. №	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ	12

Основные показатели С-1Р:

- Площадь планируемой территории - 4213,33м²;
- Площадь застройки - 490,37 м²;
- Плотность застройки - 11,64 %;

Основные показатели С-304, С-305 С-301D, С-1002, С-1003: (на одну площадку Скв.)

- Площадь территории в условной границе - 8550,0 м²;
- Площадь застройки - 460,37 м²;
- Плотность застройки - 5,35 %;

Основные показатели С-1015, С-1109, С-1306: (на одну площадку Скв.)

- Площадь планируемой территории - 4212,0 м²;
- Площадь застройки - 460,37 м²;
- Плотность застройки - 10,93 %.

2.2.2 Организация рельефа

Проектируемые площадки скважин размещаются на свободной от застройки территории. Перед началом строительства площадки выполняют подготовительные работы:

- с территории площадок удаляют посторонние предметы, мусор, камни и комья диаметром более 20см, выполняют расчистку;

Организация рельефа площадок выполнена с учетом существующего рельефа, строительных и технологических требований, расположения сооружений, оборудования, инженерных сетей и коммуникаций, обеспечения стока поверхностных (атмосферных) вод.

Вертикальная планировка, как метод организации рельефа площадок, решена в проектных горизонталях по сплошной схеме, с сечением рельефа через 0,10м. Поверхности площадок скважин придан в основном односкатный профиль с уклоном от 5‰ до 16‰. Способ отвода поверхностных вод, стекающих во время дождя таяния снега, принят открытым по спланированной поверхности в пониженное места рельефа.

Проектируемые площадки запроектированы в основном в насыпи и выемке. Поверхностные воды, стекающие с верховой стороны к площадке, отводятся в пониженные места рельефа через проектируемые кюветы выемки. Для отсыпки насыпи площадки используют грунт выемки, определенный вертикальной планировкой, вытесненный грунт котлованов. Недостающий грунт привозят из карьера. Выемка и насыпь площадки запроектированы с заложением откосов 1:1.5. Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи - 0.95.

Вертикальная планировка площадок скважин и картограмма земляных масс выполнены в программе Civil 3D методом триангуляции. Ведомость объемов земляных масс см. чертежи «План организации рельефа. План земляных масс».

Объемы работ распределены по годам ввода в эксплуатацию скважин. См. чертежи №23, 40, 49, 60, 73, 90, 111, 133 «Сводная ведомость объемов работ».

2.2.3 Инженерные сети

Проектные решения по проектированию инженерных сетей представлены в соответствующих разделах (ТХ, ЭС, СС).

Инженерные сети различного назначения запроектированы с соблюдением требований соответствующих нормативных документов на их проектирование, санитарных и противопожарных норм, правил безопасности и эксплуатации сетей, с учетом взаимного размещения их с технологическими сооружениями в плане и высотном отношении.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
----------------------	--	--	--	--

Технологические трубопроводы, кабели ЭС и КИП запроектированы по площадке скважины преимущественно подземно с соблюдением правил безопасности, см. чертежи ГП «Разбивочный план. Сводный план инженерных сетей», «Ситуационная схема. Сводный план внешних инженерных сетей»

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							01-2024-01-ПЗ	Лист
										14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

3 СБОР НЕФТИ И ГАЗА

3.1 ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки проекта «Обустройство м/р Сарыбулак на период промышленной эксплуатации в Тарбагатайском и Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области РК»; является:

- Договор №01-2024 от 07.03.2024г. ««Обустройство м/р Сарыбулак на период промышленной эксплуатации в Тарбагатайском и Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области РК»»;
- Проекта опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Сарыбулак выполненного АО «НИПИнефтегаз», 2009 г.
- Базового проекта «Развитие месторождения газа Сарыбулак», выполненного «ALP Engineering LTD», 2010-2011 г.г.
- Задание на проектирование, выданное ТОО «Тарбагатай Мунай»;
- Отчет по инженерным изысканиям выполненный
- Акт выбора участка;
- АПЗ.

Проект выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов Республики Казахстан, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированного объекта:

- [СН РК 1.02-03-2022](#) «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».
- [СН РК 3.01-03-2011](#) «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- [ВНТП 3-85](#) «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- [ВСН 51-3-85](#) «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- [ВСН 012-88](#) «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- [МСН 4.02-03-2004](#) «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- [СН РК 2.01-01-2013](#) и [СП РК 2.01-101-2013](#) «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- [ГОСТ 9.602-2016](#) «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. [Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.](#)

Принятые в данном проекте обустройства технологические решения обеспечивают оптимальное решение стоящих задач, безопасность производства и персонала, выполнение требований норм по охране окружающей среды.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

15

3.2 ЦЕЛЬ ПРОЕКТА:

Настоящим проектом предусматривается обустройство 64 (проектных) добывающих скважин на месторождении Сарыбулак.

3.3 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

3.3.1 Установка подготовки газа (УПГ)

На месторождении «Сарыбулак» построена Установка подготовки газа в рамках разработанного рабочего проекта «Обустройство месторождения «Сарыбулак» со строительством Установка подготовки газа». Рабочий проект был разработан в 2012г. и получено положительное заключение № 06-0131/12 от 10 апреля 2012г.

В рамках проекта было разработано:

1. Обустройство 14 ед газовых скважина для добычи газа
2. Установка переработки природного газа, которая включает фильтрацию при поступлении на станцию, сепарацию, обессеривание, нагнетание, удаление O₂, удаление CO₂, удаление H₂O, нагнетание, измерение внешней перекачки и систему вспомогательной печи теплопередающей среды, систему охлаждения и циркуляции, собственную электростанцию и т.д.
3. Комплектованная система: автоматизация, противопожарная система, конструкция, подача и слив воды, снабжение и распределение электричества, связь, оборудование, ремонт машин, тепловая техника, отопление и вентиляция, защита от коррозии.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ		

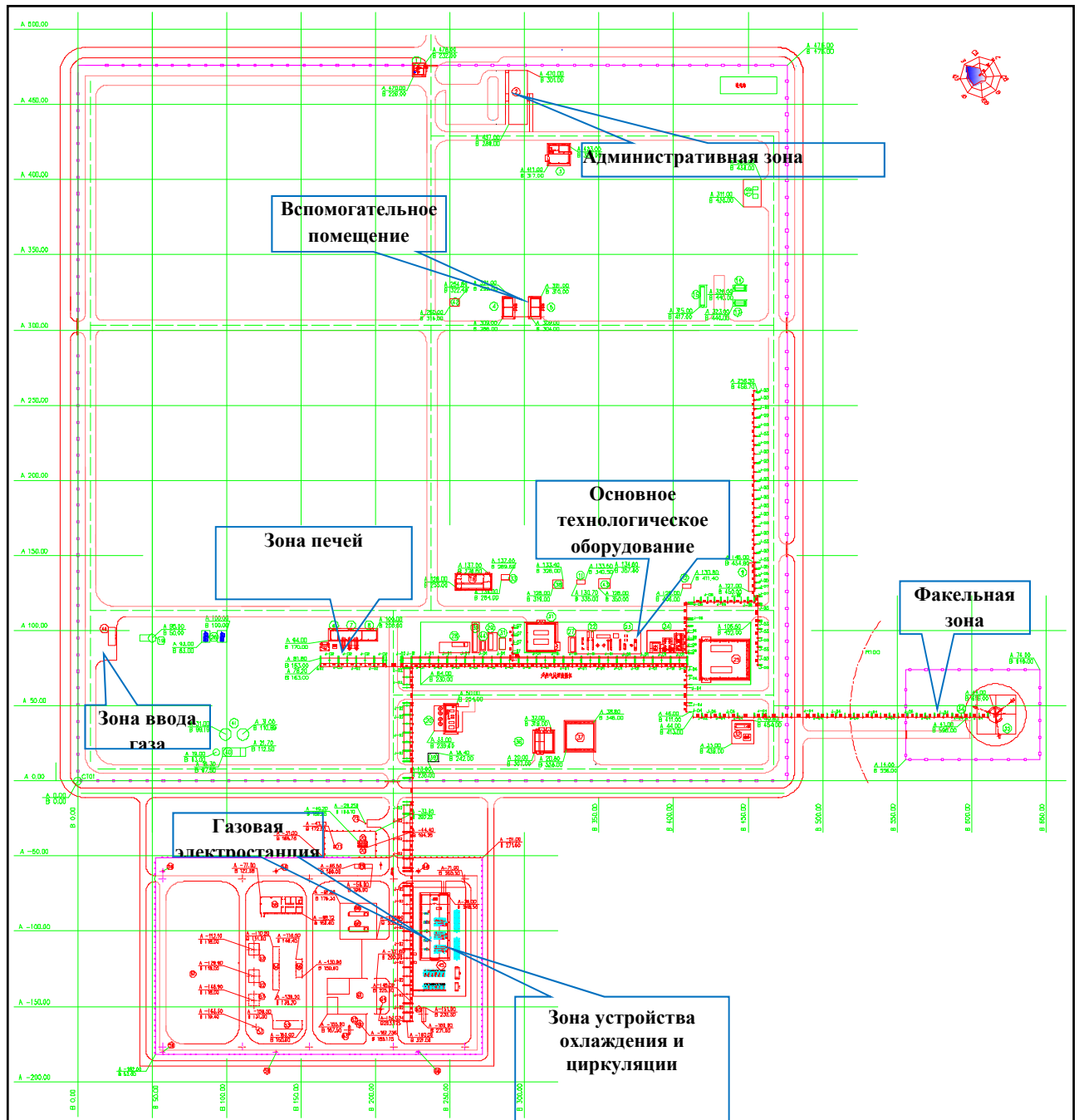


Рис. 1 Схема размещения основных сооружений установки подготовки газа

3.1.1 Пункт сбора нефти (ПСН)

На месторождении «Сарыбулак» построен пункта сбора нефти». Рабочий проект был разработан в 2021 и получено положительное заключение № 06-0312/21 от 22.10.2021г.

В рабочем проекте предусмотрены технологические решения по приему, обезвоживанию, хранению и отпуску нефти.

Мощность производства 100 м³/сут. Годовой объём нефти - 36500 м³/год. Проектируемый комплекс представляет собой сложное сооружение, включающее в себя объекты по приему, обезвоживанию, хранению и отпуску нефти.

Назначение комплекса:

Прием нефти из автоцистерн посредством насосов Н-1.1 и Н-1.2 в буферную емкость РГС-1 → разогрев и хранение нефти в буферной емкости РГС-1 → сепарация нефти в трехфазном

Взам. инв. №

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

17

сепараторе С-1 → хранение подготовленной нефти в резервуарном парке РВС-4.1, 4.2 → отпуск нефти в автоцистерны на пункте налива нефти АСН-100А-1/100А-2.

ПСН принят следующий состав разрабатываемых в данном разделе проектируемых зданий и сооружений на площадке комплекса:

- пункт слива нефти на 2 поста;
- буферная емкость объемом 100 м³;
- трехфазный сепаратор нефти объемом 6,3 м³;
- резервуарный парк, состоящий из РВС – 2000м³ в количестве 2шт.; насосная технологическая;
- пункт налива нефти на 2 поста;
- дренажные емкости объемом 63м³ в количестве 2 шт;
- факельная стойка.

Режим работы основных производств

- Режим работы пункта сбора нефти принят – круглосуточный, 365 дней в году. Прием нефти - круглосуточно.
- Сепарация нефти – круглосуточно.
- Отпуск нефти – круглосуточно.
- Режим работы персонала – посменно 12 часов в смену.
- Наиболее многочисленная смена составляет 9 человек в смену
- Общее количество работающих - 17 человек.

Принципиальная технологическая схема

Разработанной технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

- Прием нефти из автомобильных цистерн;
- Нагрев и хранение суточного запаса нефти;
- Сепарация нефти;
- Хранение подготовленной нефти в резервуарном парке;
- Налив нефти в автоцистерны;
- Внутрибазовые перекачки;
- Учет принимаемых и отпускаемых нефтепродуктов;
- Сбор дренажного остатка продукта с технологического оборудования и трубопроводов в дренажные емкост.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
----------------------	--

Лист
18

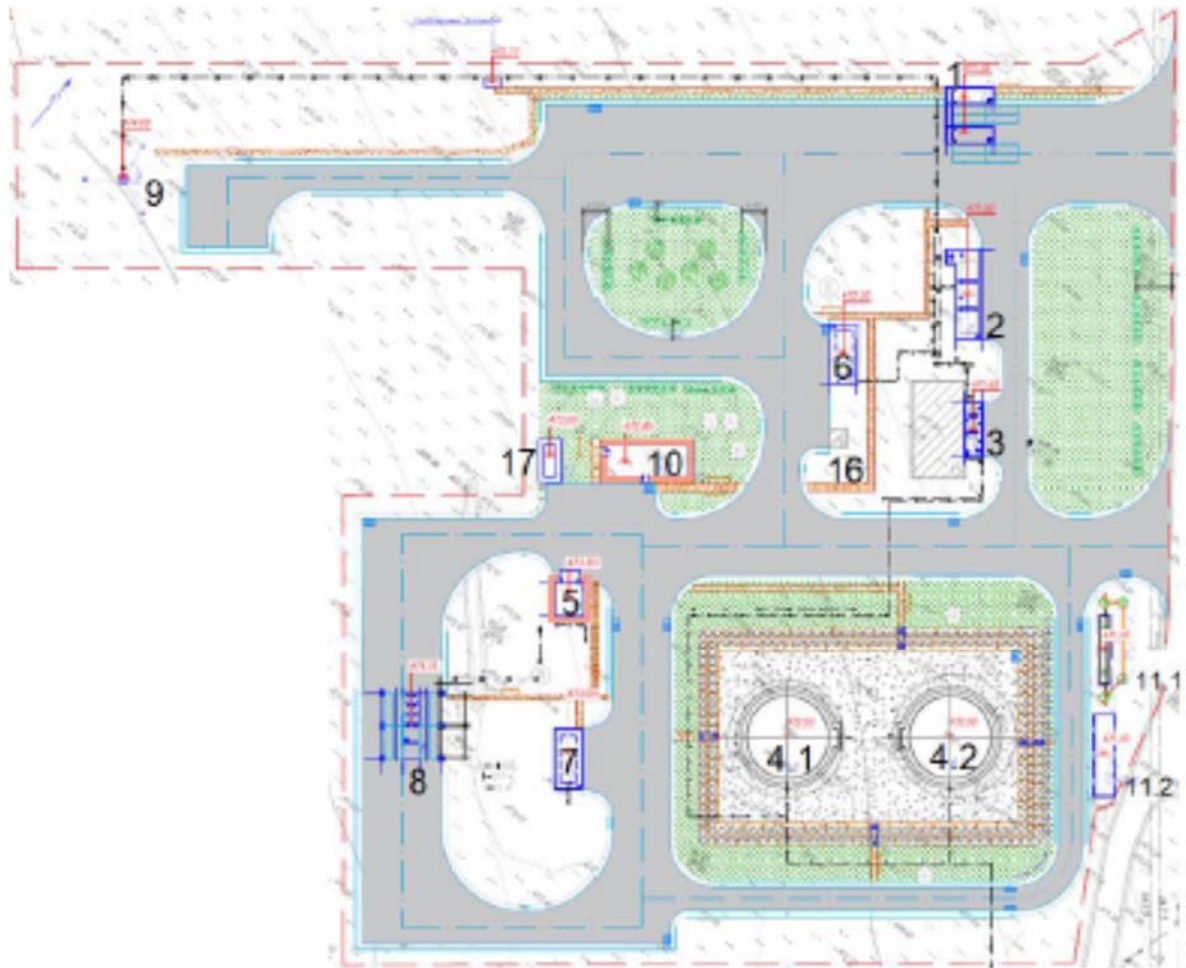


Рис. 2 Схема размещения основных сооружений пункта сбора нефти

3.4 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

3.4.1 Исходные данные для проектирования

Добыча нефти на месторождении Сарыбулак осуществляется из 64 (проектных) добывающих скважин:

- Максимальная добыча нефти 464 т/сут,
- Максимальная добыча жидкости 483,2 т/сут,
- Максимальная добыча газа 17168 Нм³/сут.

Среднесуточный дебит обустраиваемых скважин м/р Сарыбулак ведется из 5 групп скважин

1. Группа скважин вокруг скважины С-304:
 - Всего 22 скважины, макс. дебит нефти 198 т/сут, жидкости 204,6 т/сут, газа 7326 Нм³/сут.
2. Группа скважин вокруг скважины С-6:
 - Всего 21 скважина, макс. дебит нефти 168 т/сут, жидкости 174,3 т/сут, газа 6216 Нм³/сут
3. Группа скважин вокруг скважины С-303:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- Всего 11 скважин, макс. дебит нефти 33 т/сут, жидкости 36,3 т/сут, газа 1221 Нм3/сут

4. Группа скважин вокруг скважины С-1П

- Всего 5 скважин, макс. дебит нефти 50 т/сут, жидкость 51,5 т/сут, газ 1850 Нм3/сут.

5. Группа скважин вокруг скважины С-302:

- Всего 5 скважин, макс. дебит нефти 15 т/сут, жидкости 16,5 т/сут, газа 555 Нм3/сут
- Устьевое давление, МПа: 0,1-0,3
- Газонефтяное отношение, Нм3/т: 37,8-50
- Максимальная обводненность, %: 60
- Пластовая температура, °С: 55-76,7.
- Плотность 953 кг/м3.

Существующие скважины С-1П, С-2, С-6, С-301D, С-302, С-303, С-304, С-305.

Планируется строительство новых 56 скважин. Всего 64 скважины. Координаты скважин, система координат WGS 84/UTM 45N:

Группа скв.вокруг скв. С-304				
№	Скв.	Х, Е	У, N	Год ввода в эксплуатацию
1.	С-304	311898.0	5274615.0	2024г
2.	С-305	312446.9	5273937.0	2024г
3.	С-1001	311644.6	5274828.5	2025г.
4.	С-1002	311955.0	5274365.6	2024г
5.	С-1003	311976.0	5274756.0	2024г
6.	С-1004	311380.4	5274895.4	2024г
7.	С-1005	312324.0	5274899.8	2024г
8.	С-1006	312225.4	5274645.0	2024г
9.	С-1007	311346.1	5274622.1	2025г.
10.	С-1008	311602.6	5274513.5	2025г.
11.	С-1009	312518.0	5274601.0	2025г.
12.	С-1010	311557.0	5274245.0	2025г.
13.	С-1011	312198.0	5274312.0	2025г.
14.	С-1012	312723.7	5274367.1	2025г.
15.	С-1013	311711.0	5274010.0	2025г.
16.	С-1014	311972.0	5274091.0	2027г.
17.	С-1015	312569.3	5274188.7	2027г.
18.	С-1016	312857.0	5274173.0	2027г.
19.	С-1017	311956.5	5273755.3	2027г.
20.	С-1018	312173.0	5273904.0	2027г.
21.	С-1019	312338.0	5273728.0	2028г.
22.	С-1020	312719.0	5273940.0	2028г.
Группа скв.вокруг скв. С-6				
	Скв.	Х, Е	У, N	
1.	С-6	307775.0	5276094.0	2024г
2.	С-2	308666.0	5275819.0	2024г
3.	С-301D	308170.6	5276096.4	2024г

Взам. инв. №	Подп. и дата
	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ

Лист

20

4.	C-1101	307259.0	5276381.0	2028г.
5.	C-1102	307521.0	5276469.0	2028г.
6.	C-1103	307268.0	5276108.0	2028г.
7.	C-1104	307519.0	5275991.0	2028г.
8.	C-1105	307731.0	5275821.0	2028г.
9.	C-1106	307930.4	5276323.6	2028г.
10.	C-1107	308446.9	5276148.3	2029г.
11.	C-1108	308706.9	5276052.1	2029г.
12.	C-1109	308952.9	5275923.5	2029г.
13.	C-1110	307471.9	5275718.1	2029г.
14.	C-1111	307714.9	5275599.0	2029г.
15.	C-1112	308266.7	5275831.6	2029г.
16.	C-1113	308554.3	5275643.8	2029г.
17.	C-1114	308826.7	5275676.1	2029г.
18.	C-1115	309148.3	5275730.7	2030г.
19.	C-1116	308217.9	5275519.4	2030г.
20.	C-1117	308515.6	5275347.4	2030г.
21.	C-1118	308889.8	5275417.8	2030г.

Группа скв.вокруг скв. С-303

	Скв.	X, E	Y, N	
1.	C-303	304336.0	5276989.0	2024г
2.	C-1301	304128.0	5276775.0	2030г.
3.	C-1302	303990.0	5277025.0	2030г.
4.	C-1303	304002.4	5277236.6	2030г.
5.	C-1304	304242.0	5277247.0	2030г.
6.	C-1305	304439.0	5277427.0	2031г.
7.	C-1306	304527.0	5277188.0	2031г.
8.	C-1307	304821.0	5277184.0	2031г.
9.	C-1308	304679.0	5276972.0	2031г.
10.	C-1309	304706.3	5276766.7	2031г.
11.	C-1310	304471.0	5276722.0	2031г.

Группа скв.вокруг скв. С-1П

	Скв.	X, E	Y, N	
1.	C-1П	302336.2	5275989.4	2024г
2.	C-1401	301945.0	5276017.0	2026г.
3.	C-1402	302111.0	5276317.0	2026г.
4.	C-1403	302441.0	5276375.0	2026г.
5.	C-1404	302658.0	5276161.0	2026г.

Группа скв.вокруг скв. С-302

	Скв.	X, E	Y, N	
1.	C-302	300049.7	5277732.8	2024г
2.	C-1201	299895.6	5277704.8	2031г.
3.	C-1202	299835.0	5277501.4	2031г.
4.	C-1203	300140.8	5277427.4	2031г.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ

Лист

21

5.	C-1204	300380.7	5277581.2	2031г.
----	--------	----------	-----------	--------

3.4.2 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

Физико-химические свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях пермских отложений месторождения Сарыбулак изучены на основании анализов поверхностных и глубинных проб нефти, полученных в период бурения и освоения скважин С-1П, С-2, С-6, С-301Д, С-303 и С-304.

3.4.3 Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства пластовой нефти пермских отложений на поднятии Сарыбулак Центральный месторождения Сарыбулак представлены результатами исследований 11 проб: 1 глубинной пробы нефти, отобранной из скважины С-6 и 10 рекомбинированных проб из скважин С-1П, С-6, С-301Д, С-303 и С-304.

Исследование рекомбинированных проб нефти проводилось в связи с трудностью отбора глубинных проб из-за высокой вязкости и битуминозности нефти.

Исследование глубинной пробы выполнялось в компании «Petrochina», рекомбинированных – в лаборатории исследования пластовых флюидов компании ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау.

По всем пробам проведены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти от давления;
- определение плотности пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном и дифференциальном разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчёт компонентного состава пластовой нефти.

По результатам PVT-исследований были определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения; коэффициент сжимаемости; газосодержание; объемный коэффициент; плотность пластовой и сепарированной нефти; вязкость пластовой нефти; компонентный состав растворенного газа и дегазированной нефти с расчетом состава пластовой смеси методом материального баланса.

Состав начального добываемого флюида представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Компоненты		Однокр. обезмасл-е	Однокр. дегазир-е	Начальный добытый флюид	
		мол. %	мол. %	мол. %	масса %
CO ₂	Углекислый газ	----	----	----	----
N ₂	Азот	----	1.05	0.40	0.04
C ₁	Метан	----	94.62	36.35	2.19
C ₂	Этан	0.09	1.62	0.68	0.08

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

22

C ₃	Пропан	0.26	1.13	0.60	0.10
i-C ₄	Изобутан	0.19	0.32	0.24	0.05
n-C ₄	Норм. бутан	0.46	0.56	0.50	0.11
i-C ₅	Изопентан	0.33	0.27	0.31	0.08
n-C ₅	Норм. пентан	0.52	0.17	0.39	0.10
C ₆	Гексаны	0.94	0.21	0.66	0.21
C ₇	Гептаны	1.62	0.05	1.02	0.37
C ₈	Октаны	2.24	----	1.38	0.55
C ₉	Нонаны	1.80	----	1.11	0.50
C ₁₀	Деканы	1.41	----	0.87	0.44
C ₁₁ ⁺	Ундеканы	90.14	----	55.49	95.19
Свойства ундеканов		Плотность (20°C) 0.9790		Молекуляр. масса	458
Плотность при однократном обезмасливании (20°C)			0.9722	г/см ³	

Сведения о составе и физико-химических свойствах нефти, воды, газа взяты из проекта разработки месторождения, критические значения:

- Плотность нефти, 20°C, кг/м³: 950,5 (группа скв С-6, С-302), 944,1 (группа скв С-304), 962,5 (группа скв С-1П, 303)

- Вязкость нефти, 20°C, мм²/с: 21671 (группа скв С-6, С-302) 21343 (группа скв С-304) 173353 (группа скв С-1П, 303)

- Вязкость нефти, 40°C, мм²/с: 2701(группа скв С-6, С-302) 2673 (группа скв С-304) 14250 (группа скв С-1П, 303)

- Вязкость масла, 50°C, мм²/с: 1193 (группа скв С-6, С-302) 1218 (группа скв С-304) 5713 (группа скв С-1П, 303)

- Вязкость масла, 60°C, мм²/с: 585 (группа скв С-6, С-302) 621 (группа скв С-304) 2194 (группа скв С-1П, 303)

- Температура застывания, С: 18 (группа скв С-6, С-302) 12 (группа скв С-304) 31 (группа скв С-1П, 303)

3.5 ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.5.1 Краткое описание принятой технологической схемы

Добываемая нефтегазовая смесь (НГС) на устье скважины (с внутрискважинным подогревом) по выкидной линии Ду100 поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор с подогревом С-Х V=6,3м³, в сепараторе приходит дегазация нефти. Дегазированная нефть направляется в резервуар V-Х/1,2 V=50,0м³. По мере заполнения сборного резервуара V-Х/1,2 на скважине добытая продукция, насосами Н-Х/1,2 закачивается через стояк налива АСН-Х в автоцистерны и направляется в существующий пункт сбора нефти (ПСН).

Выделившийся попутный нефтяной газ с двухфазного сепаратора С-Х проходит через электронный расходомер для замера попутного газа (согласно требованиям ИСУН), транспортируется по газопроводу до общего манифольда. Сбор газа осуществляется на

Взам. инв. №	3.5 ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ					Лист
	3.5.1 Краткое описание принятой технологической схемы					
Взам. инв. №	Добываемая нефтегазовая смесь (НГС) на устье скважины (с внутрискважинным подогревом) по выкидной линии Ду100 поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор с подогревом С-Х V=6,3м ³ , в сепараторе приходит дегазация нефти. Дегазированная нефть направляется в резервуар V-Х/1,2 V=50,0м ³ . По мере заполнения сборного резервуара V-Х/1,2 на скважине добытая продукция, насосами Н-Х/1,2 закачивается через стояк налива АСН-Х в автоцистерны и направляется в существующий пункт сбора нефти (ПСН).					01-2024-01-ПЗ
	Выделившийся попутный нефтяной газ с двухфазного сепаратора С-Х проходит через электронный расходомер для замера попутного газа (согласно требованиям ИСУН), транспортируется по газопроводу до общего манифольда. Сбор газа осуществляется на					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

манифольде от кластера (группы) скважин, после чего транспортируется под своим давлением в существующий газосборный коллектор на установку подготовки газа УПГ и пункта сбора нефти ПСН для использования на собственные нужды.

Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- Обеспечить точное измерение дебитов по каждой скважине.
- Учет общей добычи на месторождении.
- Вести учет объемов попутного газа, потребляемого на внутренние нужды.
- Обеспечить надежность работы всех технологических узлов.
- Надёжностью эксплуатации выкидных трубопроводов, нефтегазосборных трубопроводов и замерных установок;
- Полная герметизация процессов;
- Максимальное использование природных ресурсов;
- Автоматизация и телемеханизация технологических процессов;
- Минимальные технологические потери нефти и газа;
- Охрана окружающей природной среды;
- Максимальная централизация объектов обустройства на месторождении.

3.5.2 Обустройство добывающих скважин

3.5.2.1 Площадка устья добывающей скважины

На скважине предусматривается размещение устьевого оборудования. Устьевое оборудование рассчитано на давление 70,0МПа.

Обустройство устьев скважин включает подключение к фонтанной и отключающей задвижке и трубопроводную обвязку. Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, оборудуются запорными устройствами, перекрывающими поток пластового флюида из скважины при аварийной разгерметизации выкидного трубопровода.

В данном проекте предусмотрена задвижка Ду100мм Ру4,0МПа на перекрытие потока флюида из скважины при аварийной разгерметизации трубопровода или аварийной ситуации. Схема обвязки устья скважины представлена на чертеже 01-2024-02-СНГ лист 4.

Характеристика основных технологических параметров станка-качалки приведена в таблице 3.2.

Табл.3.2

Характеристика оборудования		
Тип оборудования	Станок-качалка	СК-Х*
Обозначение оборудования		СУ12-5.0-73НВ
Макс. нагрузка точки подвески	Lbs (KN)	120
Такт		5,0 4,2 3,6
Тактовая частота		3 4,8
Способ балансирования		С помощью кривошипа
<u>Редуктор</u>		
Марка, тип		ZLH100-39.38
Коэф-т трансформации	KN*m	73
Центральный момент	мм	1000
<u>Электродвигатель</u>		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
---------------	--

Лист
24

Марка, тип		YVP280M-8
Мощность	кВт	45
Обороты	об./мин	750
<u>Лента</u>		
Узкий клиноремень		ZV15J-5600
Габаритные размеры Д x Ш x В	м	12 x 2,865 x 10
Вес	т	25
Количество	шт.	56
<i>Примечание. Индекс "X" в обозначении оборудования, КИП и функций SCADA указывает принадлежность к определенной скважине и заменяется согласно обозначению конкретной скважины.</i>		

По категории взрыво-пожароопасности площадка устья добывающей скважины классифицируется как В-1г.

Согласно СН 527-80 обвязочные трубопроводы устьев скважин относятся к I категории группы Б. Объем контроля качества сварных стыков согласно СНиП РК 3.05-103-2014 табл 4 неразрушающим методом (ультразвуковой дефектоскопией или др.) не менее 20%.

Давление испытания на прочность- 1.25 Рраб. Давление испытания на герметичность- Рраб.

3.5.2.2 Площадка добывающей скважины

Из-за высокой вязкости и битуминозности добываемой нефти на каждой скважине осуществляются следующие технологические операции:

- Сепарация нефти, отбор газа;
- Подача нефти в буферные емкости;
- Подача газа по газопроводу в газосборный коллектор;
- Откачка нефти насосами в автоцесцерны.
- Оперативный замер количества нефти и газа на выходе.

Для выполнения данных технологических операций на Площадках добывающих скважин расположен следующий комплекс оборудования:

Сепаратор нефти С-Х

Предназначен для дегазации нефти и представляет собой двухфазный сепаратор объемом 6,3м³, рабочее давление составляет 0,2-0,3 МПа. Сепаратор оснащён запорно-регулирующей арматурой на линиях отвода газа (поддерживает давление «до себя» в заданном диапазоне) и нефти (поддерживает уровень в сепараторе). После дегазации нефть направляется в резервуары сбора нефти V-X-1,2.

Сепаратор оборудован электрообогревом и теплоизоляцией, за счет электрообогрева поддерживается температура 50⁰С.

Для оперативного контроля сепаратор оснащается следующими средствами контроля мисигнализации:

- приборами измерения уровня и температуры хранимой жидкости, автоматической сигнализацией верхнего аварийного и нижнего предельных уровней с выводом сигнала в операторную;
- первичные средства пожаротушения;
- устройствами молниезащиты, заземления и защиты от статического электричества.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
----------------------	--

Лист
25

Характеристика основных технологических параметров сепаратора приведена в таблице 3.3.

Табл.3.3

Характеристика оборудования		
Тип оборудования	Сепаратор нефтегазовый	С-Х*
Обозначение оборудования		НГС-I-1,0-1200-Т-И
Рабочая среда		Нефтегазовая эмульсия
Производительность по жидкости	м ³ /ч	20 - 100
Производительность по газу	нм ³ /час	21 - 75
Рабочее давление	МПа	0,2-0,3
Расчетное давление	МПа	1,0
Объем	м ³	6,3
Масса	кг	2690
Количество	шт.	1
<p><i>Примечание. Индекс "Х" в обозначении оборудования, КИП и функций SCADA указывает принадлежность к определенной скважине и заменяется согласно обозначению конкретной скважины.</i></p>		

Резервуары хранения нефти V-X/1,2

Дегазированная нефть поступает из сепаратора С-Х в резервуары хранения нефти V-X/1,2, РГСН-50. Резервуар предназначен для хранения и перекачки дегазированной нефти.

Резервуары оборудованы электрообогревом и теплоизоляцией, за счет электрообогрева поддерживается температура 30⁰С.

На общем выходном колеторе из резервуаров, устанавливается фильтр F-X, предназначенный для удаления из потока механических примесей. До и после фильтра устанавливаются манометры (см. часть АСНГ).

Для оперативного контроля резервуары оснащаются следующими средствами контроля ми сигнализации:

- приборами измерения уровня и температуры хранимой жидкости, автоматической сигнализацией верхнего аварийного и нижнего предельных уровней с выводом сигнала в операторную;
- первичные средства пожаротушения;
- устройствами молниезащиты, заземления и защиты от статического электричества.

Характеристика основных технологических параметров резервуаров приведена в таблице 3.4.

Табл.3.4

Характеристика оборудования		
Тип оборудования	Сепаратор нефтегазовый	V-X/1,2*
Обозначение оборудования		РГСН-50
Рабочая среда		Нефтяная эмульсия
Рабочее давление	МПа	Налив
Объем	м ³	50,0
Масса	кг	6460

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ				
---------------	--	--	--	--

Лист
26

Стойк налива нефти АСН-Х

Для налива нефти, в автомобильные цистерны проектом предусмотрен стойк налива в автоцистерны на 1 автомобиль. Автоцистернами нефть отвозиться в существующий пункт сбора нефти ПСН.

На площадке предусматривается установка одного устройство для герметизированного верхнего налива с автоматизированной устройство верхнего налива АСН-80-02.01 Ду80. Устройство АСН-80-02 предназначено для герметизированного верхнего налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны с отводом пара из зоны налива.

Отвод пара производится через герметичные, шарнирно-соединенные трубы.

Двухрядный шарнир АСН-80-02.1:

- обеспечивает легкое перемещение устройств без перекоса при длительной эксплуатации;
- смена уплотняющего манжета не требует разбора шарнира.

Системы автоматического прекращения налива:

- автономные — не требуют для работы дополнительного источника энергии;
- при достижении продуктом в автоцистернах уровня, установленного датчиками, автоматическим образом закрывается заслонка — прекращает налив и исключает переливы;
- датчики уровней фиксируют зажимами на герметизирующей крышке в любых необходимых положениях по высоте. Это нужно для установок предельных уровней наливов в автоцистерне различного типа;
- при необходимости позволяет прекращать налив вручную – рукоятка заслонки или втулка датчика уровня, выступающая над герметизирующей крышкой;
- обеспечивают прекращение налива без гидроудара.

Герметизирующая крышка:

- универсальная, адаптированная к большинству типов автоцистерн для перевозок нефтепродуктов;
- поворачивается вокруг наливной трубы на 360°, что позволяет устанавливать датчик уровня в любых удобных для эксплуатации местах горловины;
- отклоняется от горизонтальной плоскости для обеспечения герметизации перекошенных горловин.
- механизм прижимания, расположенный на устройствах, обеспечивает прижимание герметизирующей крышки к горловине цистерн как при начале налива, так и в процессе «просадки» автоцистерны под действием налитого в неё нефтепродукта.

Характеристика основных технологических параметров стойка налива приведена в таблице 3.7.

Табл.3.7

Характеристика оборудования			
Тип оборудования	Стойк налива нефти	АСН-Х*	
Обозначение оборудования		АСН-80-02.01	
Рабочая среда		Нефтяная эмульсия	
Диаметр условного прохода	мм	80	
Зона действия, не менее	м	6	
Рабочее давление, не более	МПа (кгс/см ²)	1,0 (10)	
Расчетная пропускная способность нефтепродуктов:	м ³ /час		
		- светлых	100
		- темных	150

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
28				

Масса, не более	кг	395
Количество	шт.	1
<i>Примечание. Индекс "X" в обозначении оборудования, КИП и функций SCADA указывает принадлежность к определенной скважине и заменяется согласно обозначению конкретной скважины.</i>		

Площадка подземной дренажной емкости Е-Х

Дренажная емкость Е-Х предназначена для приема дренажных стоков из аппаратов и насосного оборудования во время осмотра и ремонта.

На площадке установлена подземная дренажная емкость марки ЕП 25-2400-1-1-Т-К, объемом $V=25\text{м}^3$.

Дренажная емкость оборудована дыхательным клапаном совмещенного типа.

Емкость рассчитана на работу при атмосферном давлении.

Откачка из емкости производится погружным насосом НВ-Е-50/50-3,0-В-55-У2, установленным на дренажной емкости, обратно на вход резервуаров V-X/1,2.

При аварийной ситуации емкость откачивается передвижными средствами с вывозом продуктов в технологический отстойник существующего ПСН.

Для оперативного контроля дренажная емкость оснащается следующими средствами контроля и сигнализации:

- приборами измерения уровня и температуры хранимой жидкости, автоматической сигнализацией верхнего аварийного и нижнего предельных уровней с выводом сигнала в операторную;
- первичные средства пожаротушения;
- устройствами молниезащиты, заземления и защиты от статического электричества.

Технические характеристики дренажной емкости приведены в таблице 3.8.

Табл.3.8

Характеристика оборудования		
Тип оборудования	Емкость дренажная горизонтальная подземная	Е-Х*
Обозначение оборудования		ЕП 25-2400-1-1-Т-К
Объем	м^3	25
Внутренний диаметр	мм	2400
Давление рабочее (не более)	МПа	0,05
Прибавка для компенсации коррозии	мм	2
Срок службы (не менее)	лет	20
Масса пустого аппарата	кг	4220
Количество подключаемого оборудования	шт.	1
	Погружной насос	
Обозначение оборудования		НВ 50/50-3,0-В-МА
Производительность	$\text{м}^3/\text{ч}$	50
Напор	м	50

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ				
----------------------	--	--	--	--

Мощность	кВт	15,9
Максимально допустимое давление на входе	МПа	0,1
Коэффициент полезного действия	%	43
Масса	кг	600
Количество	шт.	1
<i>Примечание. Индекс "X" в обозначении оборудования, КИП и функций SCADA указывает принадлежность к определенной скважине и заменяется согласно обозначению конкретной скважины.</i>		

Площадка нагревателя устьевого УН-Х

Устьевой нагреватель УН-Х предназначен для нагрева нефти при хранении его в резервуарах V-X/1,2 для предотвращения застывания.

Нагреватель представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, с эллиптическими днищами, смонтированный на саях сварной конструкции.

В сосуде размещены топка и перфорированные коллектора подвода и отвода нефти. Топка состоит из П-образной трубы, с приваренным к ней эллиптическим днищем с фланцем. К топке присоединены горелочное устройство с запальником и дымовая труба с газовым змеевиком.

На наружной поверхности корпуса сосуда размещены: предохранительный клапан, пробоотборный вентиль, дренажный патрубок с фланцевой заглушкой, термобаллон регулятора температуры и шкаф подготовки топлива с установленной в нем запорно-регулирующей арматурой и приборами КИПиА, а также кронштейны для запальника. Внутри емкости установлен газоотделитель, закрытый крышкой, с поплавковым клапаном.

Площадка устьевого нагревателя УН-Х устанавливается только для трех скважин С-302, С-1П, С-303 в период работы скважин на 2024г до полного подключения кластера скважин в данных группах (см. п 3.5.3 данного документа).

Для оперативного контроля устьевой нагреватель оснащается следующими средствами контроля и сигнализации:

- приборами измерения давления и температуры с выводом сигнала в операторную;
- первичные средства пожаротушения;
- устройствами молниезащиты, заземления и защиты от статического электричества.

Технические характеристики устьевого нагревателя приведены в таблице 3.9.

Табл.3.9

Характеристика оборудования		
Тип оборудования	Устьевой нагреватель	УН-Х*
Обозначение оборудования		УН-0,2М3
Мощность	кВт	200
Производительность (при 25°С)	т/сут	255
Давление (раб.)	МПа	1,6
Расход газа	м ³ /час	25
Масса	кг	3400
Количество подключаемого оборудования	шт.	1

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ				
----------------------	--	--	--	--

Лист
30

Примечание. Индекс "X" в обозначении оборудования, КИП и функций SCADA указывает принадлежность к определенной скважине и заменяется согласно обозначению конкретной скважины.

3.5.2.3 Межплощадочные трубопроводы

Для обеспечения технологических связей в проекте предусмотрен ряд межплощадочных трубопроводов различного диаметра и назначения.

Межплощадочные трубопроводы выполнены как в надземном, так и в подземном исполнении, в зависимости от транспортируемой среды и с учетом рациональности пересечений. Прокладка трубопроводов дренажной системы, вне эстакады, предусмотрена подземной с уклоном 0,003 в сторону дренажной емкости.

Категория технологических трубопроводов в зависимости от транспортируемой среды и рабочих параметров классифицируется согласно СН 527-80, в том числе:

- трубопроводы нефтегазовая смесь НГС - к трубопроводам группы Б(б), III – категория.
- трубопроводы нефти - к трубопроводам группы Б(б), III – категория.;
- трубопровод газа- к трубопроводам группы Б(а), II категории;
- дренажные трубопроводы - к трубопроводам группы Б(б), III – категория.

В соответствии с требованием СП РК 3.05-103-2014, объем контроля сварных стыков неразрушающими методами составляет для трубопроводов не менее - (в % от общего объема):

- для II категории трубопроводов - 10%;
- для III категории трубопроводов - 2%.

Проектом приняты стальные бесшовные горячедеформированные трубы по ГОСТ 8732-78 изготовленные из стали марки 10 по группе Б ГОСТ 8731-74.

Перед началом испытаний трубопроводы проверяют на соответствие технической документации. При подготовке к испытанию трубопровод отключают от аппаратов, машин и не испытываемых участков трубопровода заглушками. Запорная арматура должна быть открыта, сальники набиты и уплотнены, штуцера, бобышки и другие открытые врезки надежно заглушены. Испытание проводится обычно до покрытия трубопровода тепловой, противокоррозионной изоляцией. Допускается испытывать трубопровод с наложенной изоляцией, но в этом случае монтажные стыки оставляют открытыми.

Требуемое давление при испытании создается гидравлическим прессом или насосом, подсоединенным к испытываемому трубопроводу через два запорных вентиля.

После достижения испытательного давления трубопровод отключается от пресса или насоса.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на герметичность).

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод.

Продолжительность испытания на герметичность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе открываются, и трубопровод полностью освобождается от воды через дренажи.

Величина испытательного давления на прочность зависит от рабочего давления и составляет:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ		

- при Pраб. до 0,5 МПа – Рисп. = 1, 5 Pраб, но не менее 0,2 МПа
- при Pраб. свыше 0,5 МПа – Рисп. = 1,25 Pраб, но не менее 0,8 МПа.
- Давление испытания на герметичность Рисп = Pраб.

Антикоррозионная изоляция надземных трубопроводов:

Антикоррозионное покрытие надземных участков трубопроводов и запорной арматуры – масляно-битумной краской в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Антикоррозионное покрытие подземных участков трубопроводов – «усиленное» по ГОСТ 9.602-2016. Состав покрытия: ГТ-760 ИН, лента «Полилен» по ТУ 102-610-92 в два слоя, оберточный слой из ленты «полилен-0» по ТУ 102-611-92 в один слой.

Проектом предусмотрена теплоизоляция аппаратов и надземных трубопроводов:

- для надземных трубопроводов до Ду 100 – шнур теплоизоляционный из минеральной ваты марки 200 в оплетке толщ.60мм по ТУ 36-16-22-33-89 (Купл=1,0);
- для надземных трубопроводов более Ду100 – маты минераловатные прошивные без обкладок марки 100 толщ.60мм по ГОСТ 21880-94 (Купл=1,2);
- для фланцевой арматуры и фланцевых соединений:
 - до Ду 50 – шнур теплоизоляционный из минеральной ваты марки 200 в оплетке;
 - более Ду 50 - маты минераловатные прошивные марки 2М-100 толщиной 60мм в обкладке из металлической сетки.

Покровный слой тепловой изоляции при надземной прокладке - листы алюминиевые АД1Н по ГОСТ 21631-2023:

- для трубопроводов
 - до Ду200мм – 0,5 мм;
- для фланцевой арматуры
 - до Ду200мм – 0,8 мм

Прием и подготовку поверхности под антикоррозионную защиту и контроль качества покрытия производить согласно требованиям СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

Проектом предусмотрено наличие электрообогрева для надземного оборудования и надземных трубопроводов нефтегазовой смеси и нефтепроводов.

3.5.3 Система сбора газа

Система сбора газа на месторождении Сарыбулак, включает существующие и заново проектируемые объекты.

К существующим объектам относится:

- Установка подготовки газа УПГ (является конечной точкой существующей системы сбора газа).
- Пункт сбора нефти ПСН (является конечной точкой существующей системы сбора газа).
- существующий газосборный коллектор.

Существующий газосборный коллектор является связующим объектом между заново проектируемыми скважинами и существующими объектами УПГ и ПСН м/р Сарыбулак.

Существующий газосборный коллектор выполнен из стальных трубопроводов, в подземном исполнении, на глубине 1,4м. Диаметр коллектора увеличивается, приближаясь к конечным точкам сбора.



Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Общая протяженность существующего газосборного коллектора – 12 740м, из них:

- 6900м - Ø114х6мм
- 4100м - Ø89х6 мм
- 1740м - Ø57х5 мм

Выделившийся попутный нефтяной газ от проектируемых Площадок добывающих скважин транспортируется по газопроводу до общего манифольда. Сбор газа осуществляется на манифольде от кластера (группы) скважин, после чего транспортируется под своим давлением в существующий газосборный коллектор на установку подготовки газа УПГ и пункта сбора нефти ПСН для использования на собственные нужды.

Добыча нефти на месторождении Сарыбулак будет осуществляться из 64 (проектных) добывающих скважин.

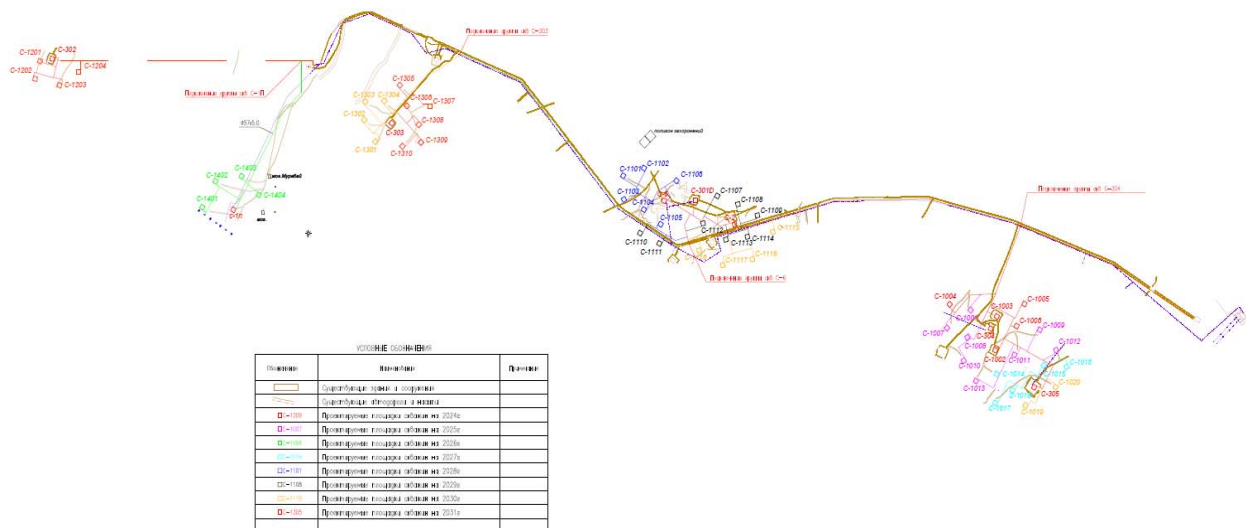
Данные скважины разделены на пять кластеров:

1. Группа скважин вокруг скважины С-304 (всего 22 скважины);
2. Группа скважин вокруг скважины С-6 (всего 21 скважина);
3. Группа скважин вокруг скважины С-303 (всего 11 скважин);
4. Группа скважин вокруг скважины С-1П (всего 5 скважин);
5. Группа скважин вокруг скважины С-302 (всего 5 скважин).

Вышеуказанная нумерация кластеров показывает удаленность их расположения от конечных существующих точек подключения на Установке подготовки газа (УПГ) и Пункте сбора нефти (ПСН).

Существующие скважины С-1П, С-2, С-6, С-301D, С-302, С-303, С-304, С-305 (нет технологической обвязки).

Ситуационная схема расположения пяти кластеров.



Ввод в эксплуатацию данных скважин разбит по годам.

3.5.3.1 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2024г.

В 2024г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

1. Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-304, С-305, С-1002, С-1003, С-1004, С-1005, С-1006) – всего – 7 скважин данного кластера.

Взам. инв. №
Подш. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

01-2024-01-ПЗ				
---------------	--	--	--	--

Газ от данных скважин по газопроводам Ø57х5 объединяется в общий коллектор (манифольд) Ø89х6 и направляется в общий существующий газосборный коллектор Ø114х6. Точка подключения к общему существующему газосборному коллектору располагается на 2440м от существующих УПГ и ПСН. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду и манифольда к общему существующему газосборному коллектору необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

В нижних точках манифольда предусмотрены конденсатосборники.

- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-6, С-301D, С-2) – всего – 3 скважины данного кластера.

Газ от данных скважин по газопроводам Ø57х5 объединяется в общий коллектор (манифольд) Ø89х6 и направляется в общий существующий газосборный коллектор Ø114х6. Точка подключения к общему существующему газосборному коллектору располагается на 6733м от существующих УПГ и ПСН. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду и манифольда к общему существующему газосборному коллектору необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

В нижних точках манифольда предусмотрены конденсатосборники.

- Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-303) – всего – 1 скважина данного кластера.

В связи с удаленностью данного кластера, газ от данной скважины под своим давлением не пройдет по существующему газосборному коллектору до конечных точек подключения существующей системы сбора газа (УПГ и УПН).

Проектом принято решение на данном этапе, выделившийся газ после сепаратора С-303 использовать в качестве топливного газа для устьевого нагревателя УН-303, до момента ввода следующих скважин данного кластера в 2030г. После чего газ от скважины С-303, также будет отправляться в общую систему сбора газа.

- Группа скважин вокруг скважины С-1П (С-1П) – всего – 1 скважина данного кластера.

В связи с удаленностью данного кластера, газ от данной скважины под своим давлением не пройдет по существующему газосборному коллектору до конечных точек подключения существующей системы сбора газа (УПГ и УПН).

Проектом принято решение на данном этапе, выделившийся газ после сепаратора С-1П использовать в качестве топливного газа для устьевого нагревателя УН-1П, до момента ввода следующих скважин данного кластера в 2026г. После чего газ от скважины С-1П, также будет отправляться в общую систему сбора газа.

- Группа скважин вокруг скважины С-302 (С-302) – всего – 1 скважина данного кластера.

В связи с удаленностью данного кластера, газ от данной скважины под своим давлением не пройдет по существующему газосборному коллектору до конечных точек подключения существующей системы сбора газа (УПГ и УПН).

Проектом принято решение на данном этапе, выделившийся газ после сепаратора С-302 использовать в качестве топливного газа для устьевого нагревателя УН-302, до момента ввода следующих скважин данного кластера в 2031г. После чего газ от скважины С-1П, также будет отправляться в общую систему сбора газа.

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2024 г – 13 скважин, из которых 3 скважины дальних кластеров, работают в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х.

Поскольку общая протяжённость существующего газосборного коллектора имеет длину 12740м, после подключения кластера скважин С-6 на 6733 м, необходимо установить заглушку,

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
---------------	--

Лист
34

для отсечения оставшейся длины существующего газосборного коллектора, до момента подключения кластеров, расположенных дальше данной точки.

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2024г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.

3.5.3.2 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2025г.

В 2025г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1001, С-1007, С-1008, С-1009, С-1010, С-1011, С-1012, С-1013) – всего – 8 скважин данного кластера.

Газ от данных скважин по газопроводам $\varnothing 57 \times 5$ объединяется в общий коллектор (манифольд) $\varnothing 89 \times 6$ и направляется в общий существующий газосборный коллектор $\varnothing 114 \times 6$. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2025 г – 21 скважина, из которых:

- 13 скважин эксплуатируются с 2024г:
 - 10 скважин направляют газ в систему сбора газа;
 - 3 скважины дальних кластеров (С-303, С-1П, С-302), работают в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х).
- 8 скважин вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2025г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.1.

3.5.3.3 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2026г.

В 2026г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-1П (С-1401, С-1402, С-1403, С-1404) – всего – 4 скважина данного кластера.
- Газ от Скважины С-1П в результате ввода новых скважин в эксплуатацию, также переходит из системы «газ на собственные нужды» в систему сбора газа.
- Газ от данных скважин по газопроводам $\varnothing 57 \times 5$ объединяется в общий коллектор (манифольд) $\varnothing 57 \times 5$ и направляется в общий существующий газосборный коллектор $\varnothing 57 \times 5$.

Точка подключения к общему существующему газосборному коллектору располагается на 12740м от существующих УПГ и ПСН. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду и манифольда к общему существующему газосборному коллектору необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

В нижних точках манифольда предусмотрены конденсатосборники.

Кластер группы скважин С-1П (общее количество скважин -5) на 2026 г работает в полном объеме.

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2026 г – 25 скважин, из которых:

- 13 скважин эксплуатируются с 2024г:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ		

- 10 скважин направляют газ в систему сбора газа;
- 2 скважины дальних кластеров (С-303, С-302), работают в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х);
- 1 скважина (С-1П) переходит из системы «газ на собственные нужды» в систему сбора газа.
- 8 скважин эксплуатируются с 2025г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 4 скважины вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-1П.

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2026г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.2.

3.5.3.4 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2027г.

В 2027г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1014, С-1015, С-1016, С-1017, С-1018) – всего – 5 скважин данного кластера.
- Газ от данных скважин по газопроводам Ø57х5 объединяется в общий коллектор (манифольд) Ø89х6 и направляется в общий существующий газосборный коллектор Ø114х6. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2027 г – 30 скважин, из которых:

- 13 скважин эксплуатируются с 2024г:
 - 11 скважин направляют газ в систему сбора газа;
 - 2 скважины дальних кластеров (С-303, С-302), работают в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х);
- 8 скважин эксплуатируются с 2025г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 4 скважины эксплуатируются с 2026г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-1П.
- 5 скважин вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2027г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.3.

3.5.3.5 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2028г.

В 2028г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1101, С-1102, С-1103, С-1104, С-1105, С-1106) – всего – 6 скважин данного кластера.

Газ от данных скважин по газопроводам Ø57х5 объединяется в общий коллектор (манифольд) Ø89х6 и направляется в общий существующий газосборный коллектор Ø114х6. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

Взам. инв. №	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	36

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2028 г – 36 скважин, из которых:

- 13 скважин эксплуатируются с 2024г:
 - 11 скважин направляют газ в систему сбора газа;
 - 2 скважины дальних кластеров (С-303, С-302), работают в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х);
- 8 скважин эксплуатируются с 2025г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 4 скважины эксплуатируются с 2026г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-1П.
- 5 скважин вводятся эксплуатируются с 2027г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 6 скважин вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-6.

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2028г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.4.

3.5.3.6 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2029г.

В 2029г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1107, С-1108, С-1109, С-1110, С-1111, С-1112, С-1113, С-1114) – всего – 8 скважин данного кластера.

Газ от данных скважин по газопроводам Ø57х5 объединяется в общий коллектор (манифольд) Ø89х6 и направляется в общий существующий газосборный коллектор Ø114х6. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2029 г – 44 скважины, из которых:

- 13 скважин эксплуатируются с 2024г:
 - 11 скважин направляют газ в систему сбора газа;
 - 2 скважины дальних кластеров (С-303, С-302), работают в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х);
- 8 скважин эксплуатируются с 2025г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 4 скважины эксплуатируются с 2026г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-1П.
- 5 скважин вводятся эксплуатируются с 2027г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 6 скважин эксплуатируются с 2028г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-6.
- 8 скважин вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-6.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

37

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2029г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.5.

3.5.3.7 Система сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2030г.

В 2030г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

1. Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1019, С-1020) – всего – 2 скважины данного кластера.

Газ от данных скважин по газопроводам $\varnothing 57 \times 5$ объединяется в общий коллектор (манифольд) $\varnothing 89 \times 6$ и направляется в общий существующий газосборный коллектор $\varnothing 114 \times 6$. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

Кластер группы скважин С-304 (общее количество скважин -22) на 2030 г работает в полном объеме.

2. Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1115, С-1116, С-1117, С-1118) – всего – 4 скважин данного кластера.

Газ от данных скважин по газопроводам $\varnothing 57 \times 5$ объединяется в общий коллектор (манифольд) $\varnothing 89 \times 6$ и направляется в общий существующий газосборный коллектор $\varnothing 114 \times 6$. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

Кластер группы скважин С-6 (общее количество скважин -21) на 2030 г работает в полном объеме.

3. Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-1301, С-1302, С-1303, С-1304) – всего – 4 скважин данного кластера.

Газ от Скважины С-303 в результате ввода новых скважин в эксплуатацию, также переходит из системы «газ на собственные нужды» в систему сбора газа.

Газ от данных скважин по газопроводам $\varnothing 57 \times 5$ объединяется в общий коллектор (манифольд) $\varnothing 57 \times 5$ и направляется в общий существующий газосборный коллектор $\varnothing 89 \times 6$.

Точка подключения к общему существующему газосборному коллектору располагается на 10505м от существующих УПГ и ПСН. В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду и манифольда к общему существующему газосборному коллектору необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

В нижних точках манифольда предусмотрены конденсатосборники.

Таким образом общее количество эксплуатируемых скважин на 2030 г – 52 скважины, из которых:

- 13 скважин эксплуатируются с 2024г:
 - 11 скважин направляют газ в систему сбора газа;
 - 1 скважина дальнего кластера (С-302), работает в системе расхода газа на собственные нужды для дополнительного подогрева нефти, с помощью устьевых нагревателей УН-Х);
 - 1 скважина (С-303) переходит из системы «газ на собственные нужды» в систему сбора газа.
- 8 скважин эксплуатируются с 2025г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 4 скважины эксплуатируются с 2026г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-1П.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			01-2024-01-ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- 8 скважин эксплуатируются с 2025г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 4 скважины эксплуатируются с 2026г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-1П.
- 5 скважин вводятся эксплуатируются с 2027г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-304.
- 6 скважин эксплуатируются с 2028г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-6.
- 8 скважин эксплуатируются с 2029г, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-6.
- 10 скважин эксплуатируются с 2030г.
- 6 скважин вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-303.
- 4 скважин вводятся в эксплуатацию, при этом все они относятся к кластеру группы скважин вокруг скважины С-302.

Блок - схема системы сбора газа и ввода скважин в эксплуатацию 2031г. представлена на чертеже марки СНГ, Лист 3.7.

3.5.3.9 Промысловые газопроводы системы сбора газа

Газ от Площадок добывающих скважин по газопроводам $\varnothing 57 \times 5$ поступает в общий коллектор (манифольд) $\varnothing 57 \times 5 / \varnothing 89 \times 6$ и направляется в общий существующий газосборный коллектор.

Выкидные линии от Площадок, добывающих скважин выполнены в подземном исполнении из стальных труб диаметром 57×5 мм, на глубине 1,0м от поверхности земли.

В точках подключения газопроводов от скважин к манифольду и манифольда к общему существующему газосборному коллектору необходимо установить запорную арматуру и обратный клапан.

В нижних точках манифольда предусмотрены конденсатосборники.

Выкидные линии от Площадок добывающих скважин выполнены в подземном исполнении на глубине 1,0 м от поверхности земли.

Проектом приняты стальные бесшовные горячедеформированные трубы по ГОСТ 8732-78 изготовленные из стали марки 10 по группе Б ГОСТ 8731-74.

Рабочее давление выкидных линии $P_{раб} = 1,0$ МПа. Согласно ВСН 51-3-85 выкидные линии относятся к V классу, 1 группе и IV категории.

Выкидные линии подлежат испытанию на прочность и герметичность согласно ВСН 005-88 в течение 24 часов:

- давление испытания на прочность $R_{исп} = 1,1 P_{раб}$;
- давление испытания на герметичность $R_{исп} = P_{раб}$.

Согласно ВСН 005-88 контроль качества сварных швов физическими методами для IV категории трубопроводов составляет всего 10%, из них радиографическим методом не менее 5% швов, остальные ультразвуковым или магнитографическими методами.

По условиям обеспечения сохранности трубопроводов от механических повреждений при эксплуатации минимальная глубина заложения трубопроводов установлена 1,0м. При подземной укладке трубопроводы на всем своем протяжении должны опираться на дно траншеи. При укладке следует предусматривать защиту трубопроводов от повреждений. Эта защита

Взам. инв. №	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
Взам. инв. №	01-2024-01-ПЗ					Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	

выполняется устройством подушки из мягкого грунта толщиной не менее 10см над вступающими неровностями основания и присыпки трубопровода мягким грунтом слоем 20 см.

По трассе трубопроводов устанавливаются опознавательные знаки в соответствии с требованиями:

- в пределах прямой видимости через 500 м;
- на углах поворота трассы в горизонтальной плоскости;
- в местах пересечения с трубопроводами и коммуникациями;
- в местах пересечения с автодорогами.

Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения продукта.

При пересечении автомобильных дорог, предусмотреть защитный кожух из стальных труб.

Для контроля пропуски газа футляр оборудуется ковером.

Предусмотрена электрохимическая защита кожухов на переходах трубопроводов под автомобильными дорогами, согласно ВСН 009-88.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

Антикоррозионное покрытие:

- надземных участков выкидных линий и арматуры - покрытие масляно-битумное, ОСТ 610-426-79, в два слоя по грунту ГФ-021;

- подземных участков выкидных линий и защитных кожухов "усиленного" типа в соответствии с ГОСТ 9.602-2016.

Тепловая изоляция надземных участков - минеральная вата толщиной 60 мм. Обшивка - оцинкованные листы.

3.6 КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ПО ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНОСТИ

Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Приказа Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» Приложение 16 глава 4 таблица 7 представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица 3.10.

№ п/п	Наименование зданий, сооружения и наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности*	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 12.1.011-78	Уровень ответственности проектируемого объекта
1	Устье скважины	ГГ, ЛВЖ	А	В-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ	Лист
							41

2	Площадка добывающей скважины	ГГ, ЛВЖ	А	В-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)
---	------------------------------	---------	---	------	-------	------------

* - Технический регламент РК «Общие требования к пожарной безопасности».

3.7 НОРМАТИВЕНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Настоящий раздел проекта выполнен с учетом требований нормативных документов, действующих на территории Республики Казахстан:

- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359 об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы»
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.04.2023 г.);
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов РУ до 10 МПа»;

3.8 РЕЖИМ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ. ЧИСЛЕННОСТЬ ТРУДЯЩИХСЯ

Штаты рассчитаны на основании типовых нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования с использованием практических данных родственных предприятий.

Режим работы производства, согласно техническому заданию на проектирование, принят непрерывный - в 2 вахты, каждая вахта - в 2 смены, продолжительность смены - 12 часов. 8400 часов в год работы основного производства. Количество часов работы персонала в год – 8760 ч/год.

Вспомогательные службы работают в дневную смену.

Данные по численности дополнительного персонала приведены в таблице 3.11

Таблица 3.11

№ п/п	Наименование специалистов	Количество работающих человек по сменам								Всего	Группа производственных процессов
		1-ая вахта				2-ая вахта					
		1	2	1	2	1	2	1	2		
муж	жен	муж	жен	муж	жен	муж	жен	муж	жен		
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Производственный и обслуживающий персонал											
1.	Оператор	4	-	4	-	4	-	4	-	16	
2.	Слесарь	2	-	2		2	-	2		8	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

3.											
3.	ИТОГО:	6	-	6	-	6	-	6	-	24	

4 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 ВВЕДЕНИЕ

Раздел архитектурно-строительных решений рабочего проекта по объекту «ОБУСТРОЙСТВО М/Р САРЫБУЛАК НА ПЕРИОД ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ТАРБАГАТАЙСКОМ И ЗАЙСАНСКОМ РАЙОНЕ ВОСТОЧНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ РК» разработан на основании договора № 01-2024 от 07.03.2024г. и задания на проектирование.

Исходные данные для проектирования:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

43

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

- Проект опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Сарыбулак выполненного АО «НИПИнефтегаз», 2009 г.
- Базовый проект «Развитие месторождения газа Сарыбулак», выполненного «ALP Engineering LTD», 2010-2011 г.г.
- Задание на проектирование, выданное ТОО «Тарбагатай Мунай»;
- Отчет по инженерным изысканиям выполненный
- Акт выбора участка;
- АПЗ.

Вид строительства – Новое строительство.

Строительная часть проекта выполнена с соблюдением действующих норм и правил, соответствует нормам и правилам, взрыво- и пожаробезопасности и обеспечивает безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

4.2 РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ

Район строительства характеризуется следующими условиями:

-климатический район строительства по СП РК 2.04-01-2017	III А
-температура наружного воздуха средняя наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-39,6°C
-температура наружного воздуха средняя наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92	-37,0°C
-температура наружного воздуха средняя наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	-38,6°C
-температура наружного воздуха средняя наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-35,2°C
-абсолютный минимум температуры воздуха	-40,9°C
-абсолютный максимум температуры воздуха	+42,0°C
-характеристическое значение снеговой нагрузки (НП к СН РК EN 1991-1-3)	- 0,80 кПа;
-характеристическое значение давления ветра (НП к СН РК EN 1991-1-4)	- 0,77 кПа.
-сейсмичность района строительства на основании СП РК 2.03-30-2017	-8 баллов.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.

4.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Согласно СП РК 2.04-01-2017 нормативная глубина сезонного промерзания грунтов: для супесей – 1,91 м, крупнообломочных грунтов – 2,32 м.

В геологическом строении территории изысканий (на интересующей изысканий глубине) принимают участие:

ИГЭ-1

Супесь твердая с дресвой до 30%, желтовато-серая

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Взам. инв. №						01-2024-01-ПЗ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

ИГЭ-2

Дресвяный грунт с суглинистым заполнителем, маловлажный

ИГЭ-3

Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем, маловлажный

Грунтовые воды в процессе настоящих изысканий не обнаружены.

Физико-механические свойства грунтов

N И Г Э	Наименование грунта	Плотность грунта, г/см ³			Удельное сцепление кПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации МПа	Усл расч дав л кПа кгс/ см ²
		ρ ^н	ρ ^с	ρ ^д	С ^н	С ^с	С ^д	φ ^н	φ ^с	φ ^д		
1	Супесь твердая с дресвой до 30%	1,75	-	1,75	36	30	33	26	23	25	15,0	-
2	Дресвя ный грунт с суглин истым заполн ителем	1,80	-	1,80	-	-	-	-	-	-	-	400 4,0
3	Щебен истый грунт с суглин истым заполн ителем	1,95	-	1,95	-	-	-	-	-	-	-	600 6,0

Примечание ρ^н, С^н, φ^н – нормативные

ρ^с, С^с, φ^с – расчетные по несущей способности

ρ^д, С^д, φ^д – расчетные по деформации

Коррозийная активность грунта:

К углеродистой стали – от средней до высокой

К свинцовым оболочкам – средняя

К алюминиевым оболочкам – высокая

Агрессивность грунтов:

Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные и железобетонные конструкции в

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ	Лист
							45

сухой зоне по содержанию сульфатов SO₄ для бетонов на портландцементе (по ГОСТ 10178) – от слабоагрессивной пр среднеагрессивной, к бетонам на сульфатостойких цементах (по ГОСТ 22266) – неагрессивная.

По хлоридам Cl – неагрессивная.

4.4 ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ

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:

- СП РК 2.02-101-2022 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СП РК 3.02-127-2013 «Производственные здания»;
- СН РК 3.02-28-2011 «Сооружения промышленных предприятий»;
- СН РК 5.01-02-2013 «Основания зданий и сооружений».
- СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»
- СП РК EN 1992-1-1:2004/2011 «Проектирование железобетонных конструкций».
- СП РК EN 1993-1-1:2005/2011 «Проектирование стальных конструкций»;
- Санитарные правила от 03.08.2021 г. № ҚР ДСМ-72
- «Санитарно-эпидемиологические
- Требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»
- Санитарные правила от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
- «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»
- Санитарные правила от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
- «Санитарно-эпидемиологические
- требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека»;

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

Настоящим проектом предусматривается обустройство 64 (проектных) добывающих скважин на месторождении Сарыбулак.

Каждая из них имеет нижеследующие сооружения:

- Фундамент под станок-качалку;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Приустьевой колодец для сбора жидкости;
- Фундамент под оттяжки;
- Площадка КТПНД-6/0,4 кВ;
- Площадка обслуживания шкафа ЧРП и шкафа с тормозным резистором;
- Ограждение устья скважины;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ

- Ограждение для ЭКМ;
- Площадка добывающей скважины;
- Площадка подземной дренажной емкости;
- Площадка нагревателя устьевого (только для скважин С-302, С-1П, С-303)
- Площадка блок-бокса КИПиА

4.4.1 Фундамент под станок-качалку.

Под станок-качалку СК8-3-4000-8,8 запроектирован железобетонный фундамент из фундаментных блоков ФБС 24.5.6-Т, ФБС 9.5-6-Т ГОСТ 13579-2018 в общем количестве 18 шт., уложенных в три ряда. Глубина заложения фундаментов – 0,70м. Размеры в плане фундамента под станок-качалку 1000х5700мм. Для устойчивости конструкции во время работы станка-качалки, по низу фундамента в четырех местах через трубу диаметром 114х8,0мм прокладывается и закрепляется к раме станка с помощью круглой стали диаметром 22 из прутка А240.

Под основанием бетонных конструкций предусмотреть подготовку из щебня, пропитанного горячим битумом, толщиной 100мм.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке 40% раствором битума в керосине. Материал металлических конструкций - сталь С235 ГОСТ 27772-2015.

Для стали С235 ГОСТ 27772-2015 при ручной дуговой сварке применять электроды типа Э42А по ГОСТ 9467-75*.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

4.4.2 Площадка под ремонтный агрегат.

Площадка под ремонтный агрегат запроектирована из дорожных плит 1П30.18 по ГОСТ 21924.0-84* и из фундаментных блоков ФБС 24.6.6-Т в количестве 4 шт, укладываемых под дорожные плиты. Плиты между собой связать прутками $\varnothing 12A240$ и $\varnothing 18A240$ по монтажным петлям. Плиты укладываются на предварительно спланированную поверхность.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке 40% раствором битума в керосине. Материал металлических конструкций - сталь С235 ГОСТ 27772-2015.

Для стали С235 ГОСТ 27772-2015 при ручной дуговой сварке применять электроды типа Э42А по ГОСТ 9467-75*.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

Под основанием бетонных конструкций предусмотреть подготовку из щебня, пропитанного горячим битумом, толщиной 100мм.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

4.4.3 Приустьевой колодец для сбора жидкости.

Приустьевой колодец для сбора жидкости выполнен из стальных листов внутренними

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						47
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

размерами в плане 1500x1800мм. Глубина колодца 1500мм. Стеновые стальные листы по периметру укреплены из равнополочных уголков 75x75x5мм по ГОСТ 8509-93. Днище колодца также выполнено из стальных листов.

Крышки колодца Кр-1 и КР-1* изготавливается из просечно-вытяжной листовой стали ПВ610 по ТУ 36-26.11-5-89 из двух равных половин. Каркас крышки состоит из равнополочного уголка 75x75x5мм по ГОСТ 8509-93 и полос -4x80мм по СТ РК EN 10029-2012. Поверхность крышки вырезается по форме колонной арматуры на уровне выхода из колодца.

Объем приустьевого колодца для сбора жидкости составляет ~ 3,375 м3.

Боковые поверхности металлических конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30. Материал металлических конструкций – сталь С235 ГОСТ 27772-2015. Для стали С235 ГОСТ 27772-2015 при ручной дуговой сварке применять электроды типа Э42А по ГОСТ 9467-75*.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за два раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

4.4.4 Фундамент под оттяжки.

Якоря оттяжек (4 шт.) запроектированы по СТ РК EN 206-2017 из монолитного бетона класса С12/15, W4, F100 с закладным анкером для крепления оттяжки. Расход бетона на каждый якорь составляет 1,73 м3. Каждый якорь имеет петлю П-1 для оттяжек из прутков Ø25 А240, L=4540 мм заделанную в монолит. Петля захомотована прутками Ø8 А240, L=200 мм. Поверх бетонного якоря для оттяжек укладывается сетка С-1 по СТ РК EN 10080-2011 с защитным слоем 50 мм массой 4,25 кг.

Под основанием бетонных конструкций предусмотреть подготовку из щебня, пропитанного горячим битумом, толщиной 100мм.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками. Для монтажа фундаментов предусмотрены петли П-2 из прутков Ø25 А240, L=2640 мм.

Боковые поверхности металлических конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30. Материал металлических конструкций – сталь С235 ГОСТ 27772-2015. Для стали С235 ГОСТ 27772-2015 при ручной дуговой сварке применять электроды типа Э42А по ГОСТ 9467-75*. Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за два раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

4.4.5 Площадка КТПНД-6/0,4 кВ.

Площадка КТП ограждена металлическим сетчатым ограждением. Комплектная трансформаторная подстанция полного заводского изготовления устанавливается на основание из сборных фундаментных блоков ФБС 24.4.6-Т по ГОСТ 13579-78.

Размеры ограждения КТП 5,0 x 5,0м.

Ограждение запроектировано высотой 2,265м из металлических сетчатых панелей по серии 3.017-3 выпуск 2 по металлическим столбам. Калитка по серии 3.017-3 Выпуск 5.

Металлические стойки ограждения из стальной трубы Ø89x5 длиной 2,952м по ГОСТ 8732-78*.

Фундаменты под стойки выполняются из монолитного бетона кл.С12/15 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

В основании бетонных конструкций проектом предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Сварку производить электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*, толщину шва принимать при наименьшей толщине свариваемых элементов.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

4.4.6 Площадка обслуживания шкафа ЧРП и шкафа с тормозным резистором.

Площадка обслуживания шкафа ЧРП и шкафа с тормозным резистором, размерами в плане 2,112x2,400 м., выполнена из 3-х площадок ПГВ-24.7 по серии 1.450.3-7.94. Настил площадки установить ниже 1,0 метра от оси рукоятки тормоза качалки. Уровень настила на отм. +1,210м. Шкаф ЧРП и шкаф с тормозным резистором полного заводского изготовления, поставляются в комплекте с напольными установками. Монтаж произвести по месту.

Стойки площадки обслуживания выполнены из швеллера N12 по ГОСТ 8240-97. Ограждение и лестница площадки выполнена так же по серии 1.450.3-7.94.

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Сварку производить электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*, толщину шва принимать при наименьшей толщине свариваемых элементов.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

4.4.7 Ограждение устья скважины.

Ограждение устья добывающих скважин выполнена из сетчатых панелей «Рабица» по металлическим столбам, размерами в плане 3,0мx4,5 м высотой 1,64 м.

Для удобства выполнения работ по подземному и капитальному ремонту скважин, предусмотрена разборная конструкция ограждения.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать битумно-полимерной мастикой холодного применения по ГОСТ 30693-2000.

Материал металлических конструкций – сталь S235JR по СТ РК EN 10025-2-2012.

Для стали S235JR по СТ РК EN 10025-2-2012 при ручной дуговой сварке применять электроды типа Э42А марки ЦУ-5 по ГОСТ 9467-75* диаметром 4мм.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за два раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

4.4.8 Ограждение для ЭКМ.

Для предотвращения проникновения бродячего скота предусмотрено ограждение, выполненное из панелей ПМ, которые свариваются на стойку, в виде стальной трубы, диаметром 108мм. по ГОСТу 10704-91. Фундаменты под стойки выполнены из монолитного железобетона кл. С12/15, круглого сечения, с диаметром 300мм, высотой 1000мм. Для обслуживания предусмотрена калитка КМ-1.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
49				

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Сварку производить электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*, толщину шва принимать при наименьшей толщине свариваемых элементов.

Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

Грунты основания предварительно трамбуются тяжелыми трамбовками.

4.4.9 Площадка добывающей скважины

Площадка добывающей скважины запроектирована прямоугольной формы размерами в осях 17,0х20,5м. Выполнена из монолитного бетона кл. С12/15, толщиной 150мм. Армируется бетон прутками Ø12А400 по ГОСТ 34028-2016. За относительную отметку 0.000 условно принята отметка верха площадки. По периметру площадка огорожена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

На площадке добывающей скважины запроектированы монолитные фундаменты под Нефтегазовый сепаратор, Резервуар горизонтальный, Насосы, устройство верхнего слива с площадкой обслуживания.

Монолитные фундаменты выполнены из бетона кл. С15/20 на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100, с армированием сетками по ГОСТ 23279-2012.

На площадке предусмотрены опоры под трубопроводы. Стойки опоры под технологические трубопроводы выполнены из горячекатаного металлопроката, фундаменты выполнены из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком цементе, с закладными деталями по серии 1.400-15. Марка бетона по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

Так же проектом предусмотрены площадка обслуживания, выполненная по серии 1.450.3-7.94 вып.2.

В основании площадки и фундаментов проектом предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Толщина защитного слоя бетона наружных элементов-50мм., подземных- 70мм.

Площадь застройки – 348,5 м².

4.4.10 Площадка нагревателя устьевого

Площадка нагревателя устьевого запроектирована прямоугольной формы размерами в осях 4,0х7,5м. Выполнена из монолитного бетона кл. С12/15, толщиной 150мм. Армируется бетон прутками Ø12А400 по ГОСТ 34028-2016. За относительную отметку 0.000 условно принята отметка верха площадки. По периметру площадка огорожена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

На площадке в качестве основания под нагреватель предусмотрены сборные плиты 1П18.15 по ГОСТ 21924.0-84.

На площадке предусмотрены опоры под трубопроводы. Стойки опоры под технологические трубопроводы выполнены из горячекатаного металлопроката, фундаменты выполнены из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком цементе, с закладными деталями по серии 1.400-15. Марка бетона по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

В основании площадки и фундаментов проектом предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ				
---------------	--	--	--	--

Лист
50

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Площадь застройки – 30,5 м².

4.4.11 Площадка дренажной емкости

Площадка дренажной емкости запроектирована прямоугольной формы размерами в осях 3,5х7,5м. Выполнена из монолитного бетона кл. С12/15, толщиной 150мм. Армируется бетон прутками Ø12А400 по ГОСТ 34028-2016. За относительную отметку 0.000 условно принята отметка верха площадки. По периметру площадка огорожена бортовым камнем БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрены опоры под трубопроводы. Стойки опоры под технологические трубопроводы выполнены из горячекатаного металлопроката, фундаменты выполнены из бетона кл. С12/15 на сульфатостойком цементе, с закладными деталями по серии 1.400-15. Марка бетона по водонепроницаемости W6, по морозостойкости F100.

В основании площадки проектом предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Площадь застройки – 26,3 м².

4.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВЗРЫВО-ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрывопожаробезопасности согласно ТР «Общие требования к пожарной безопасности» Приказ МЧС РК №405 от 17.08.2021 г., СП РК 2.02-101-2022, СТ РК 1174-2003, ВУПП-88, ВНТП 3-85.

4.6 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И СТРОИТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

Под основанием бетонных конструкций предусмотреть устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом толщиной 100мм.

Металлоконструкции очистить от окалины и окрасить эмалевой краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* за 2 раза, по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-2020. В соответствии со СН РК 2.01-01-2013.

Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом марки БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Предусмотрены мероприятия, исключаяющие затопление территории: вертикальная планировка территории, устройство отмостки, устройство разуклонки площадок.

Материал монолитных бетонных конструкций - СТ РК EN 206-2017 бетон кл.С12/15 на сульфатостойком цементе, марка по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F100.

Толщина защитного слоя бетона наружных элементов-50мм., подземных- 70мм.

Материал металлических конструкций - сталь С235 по ГОСТ 27772-2015*.

Сварные соединения стальных конструкций выполнять в соответствии с указаниями СП РК EN 1993-1-1:2005/2011.

Сварку производить электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*, толщину шва принимать при наименьшей толщине свариваемых элементов.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
51				

При автоматической сварке применять сварочную проволоку марки Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70* «Проволока стальная сварочная. Технические условия». Все сварочные работы должны вестись в соответствии с требованиями СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №						01-2024-01-ПЗ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

технологического комплекса в составе РП-6кВ и электросетей 6кВ.

Проектируемые скважины располагаются на месторождении «Сарыбулак». Согласно техническим условиям выданных управлением ТОО «Garbagatay Munay» проектируемые площадки скважин предусматривается запитать от действующих внутри промышленных воздушных линий – 6кВ.

5.3 Потребители электрической энергии и электрические нагрузки

В соответствии с ВНТП 3-85 все электропотребители данного рабочего проекта относятся к II категории по степени надёжности электроснабжения по классификации ПУЭ.

Все проектируемые электроприемники предназначены для работы от трехфазной сети переменного тока ~380/220В с глухозаземленной нейтралью.

В качестве потребителей электроэнергии в настоящем рабочем проекте рассматривается электроснабжение 64-ех нефтяных скважин:

Группа скв. вокруг скв. С-304: С-304, С-305, С-1001, С-1002, С-1003, С-1004, С-1005, С-1006, С-1007, С-1008, С-1009, С-1010, С-1011, С-1012, С-1013, С-1014, С-1015, С-1016, С-1017, С-1018, С-1019, С-1020 - 22 нефтяных скважин;

Группа скв. вокруг скв. С-6: С-6, С-2, С-301D, С-1101, С-1102, С-1103, С-1104, С-1105, С-1106, С-1107, С-1108, С-1109, С-1110, С-1111, С-1112, С-1113, С-1114, С-1115, С-1116, С-1117, С-1118 - 21 нефтяная скважина;

Группа скв. вокруг скв. С-303: С-303, С-1301, С-1302, С-1303, С-1304, С-1305, С-1306, С-1307, С-1308, С-1309, С-1310 - 11 нефтяных скважин;

Группа скв. вокруг скв. С-1П: С-1П, С-1401, С-1402, С-1403, С-1404 - 5 нефтяных скважин;

Группа скв. вокруг скв. С-302: С-302, С-1201, С-1202, С-1203, С-1204 - 5 нефтяных скважин.

Каждая добывающая скважина оборудована станком - качалкой с электродвигателем мощностью P_u – 55кВт;

Термоштангой – 150 кВт;

Взрывозащищенным светодиодным светильником со степенью взрывозащиты 2ExdIIAT3 для освещения площадки станка-качалки – 0,02 кВт;

Насосы перекачки нефти 2 шт. - 11 кВт;

Насос дренажный – 18,5 кВт;

Распределительный щит РЩ для нужд электрообогрева и электрифицированных задвижек – 32,23 кВт.

Основные показатели и данные по установленным и расчетным мощностям приведены в табл. 5.3.1:

Таблица 5.3.1. Расчетные электрические нагрузки одной скважины.

№	Электропотребитель	Наим. Поз.	Руст.ед, кВт	Кол-во	Руст, кВт	Кол-во работ	Рэф, кВт	Ки,	Кс	Р расч, кВт
	Типовая добывающая скважина									
1	Электродвигатель станка-качалки СК8-3-4000-8,8	ШУН-1	55,0	1	55,0	1	55,0	0,7	1	26,95
2	Термоштанга	ШУ-ГШ	150,0	1	150,0	1	150,0	0,7	1	73,50
3	Освещение	Л1	0,02	1	0,02	1	0,02	1,0	1	0,01
4	Насос моноблочный консольный	ШУН-2/3	11,0	2	11,00	1	11,00	0,7	1	5,39
5	Насос дренажный	ШУН-4	18,50	1	18,50	1	18,50	0,7	1	9,07
6	Распределительный щит РЩ	РЩ	32,23	1	32,23	1	32,23	1,0	1	31,63
	Итого:				266,8		266,75			146,55

Установленная мощность электропотребителей одной добывающей скважины составляет - 266,75 кВт, расчетная мощность – 146,55 кВт.

Взам. инв. №						Взам. инв. №						Лист
	Подп. и дата						01-2024-01-ПЗ					
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата						54

Суммарная установленная мощность проектируемых электропотребителей 64-ех скважин составляет – 17 072 кВт, расчетная мощность – 9 379,2 кВт.

Годовое потребление при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов:

$$W_{\Sigma} = P_{p} \times T_{max} = 9\,379,2 \times 6500 = 60\,964\,800 \text{ кВт.час} = 60\,964,8 \text{ тыс.кВт. час.}$$

5.4 Основные проектные решения

5.4.1 Электроснабжение

Электроснабжение проектируемых скважин в соответствии с техническими условиями предусматривается осуществлять от существующих сетей 6кВ месторождения.

Электроснабжение проектируемых площадок скважин осуществляется путем строительства отпайки ВЛ-6кВ от существующих сетей ВЛ-6кВ.

Для приема и распределения электроэнергии на площадке устанавливается комплектная трансформаторная подстанция КТПН-6/0,4кВ мощностью 250кВА.

Рабочий проект обустройства скважин выполнен типовым.

Типовая принципиальная схема внешнего электроснабжения проектируемой площадки скважины представлена на чертеже ЭМ-2.

5.4.2 Воздушные линии 6кВ

Воздушная линия электропередач 6кВ для скважин запроектирована по типовому проекту 3.407.1-143 "Железобетонные опоры ВЛ-10 кВ" с подвеской провода АС95/16.

При выборе трассы ВЛ-6 кВ соблюдаются все нормируемые расстояния до нефтепромысловых объектов, линий электропередач, нефтяных скважин, нефтепроводов и автодорог.

Промежуточные опоры устанавливаются в сверленные котлованы глубиной 2,5 метра. Анкерные, угловые и концевые опоры устанавливаются в сверленные котлованы глубиной 2,65 м с применением на стойках и подкосах железобетонных плит типа П-3и.

Средний пролет между опорами ВЛ-6кВ - 50м.

Концевые опоры воздушной электропередачи оборудованы воздушными разъединителями типа РЛК-16-10.IV/400 УХЛ1 с приводом ПР-01-7 УХЛ1.

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, покрываются 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.

Для всех опор ВЛ предусматривается выполнить заземление. Заземляющие устройства выполняются по типовому проекту серии 3.407-150.ЭС. Для присоединения к этим заземлителям на каждой железобетонной стойке имеются комплектные закладные детали.

5.4.3 Электрооборудование

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 рабочего проекта.

Силовое электрооборудование, а также аппараты защиты, управления и сигнализации, типы и конструкции питающих и распределительных сетей на площадках нефтяных скважин

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №	01-2024-01-ПЗ						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	55

выбираются на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок.

Для преобразования уровня напряжения 6 кВ в напряжение 0,4 кВ, необходимое для электропитания проектируемых потребителей скважины, рабочим проектом предусматривается установка комплектной трансформаторной подстанции с масляным трансформатором мощностью 250 кВА.

Коммутационная и защитная аппаратура размещается в распределительном устройстве на напряжении 0,4 кВ в составе проектируемой подстанции КТПН-250/6/0,4кВ. В качестве защитных аппаратов запроектированы автоматические выключатели. Электропитание нагревателей электрического обогрева технологических трубопроводов осуществляется с использованием устройств защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Проектируемая КТПН-6/0,4кВ устанавливается за обвалованием площадки скважины на расстоянии не менее 25м.

Комплектная трансформаторная подстанция изготавливается и поставляется единым блоком с аппаратурой и сборными шинами и состоит из трех отсеков:

- РУ-6 кВ – высоковольтный отсек;
- РУ-0,4 кВ – низковольтный отсек с вводным выключателем с панелью управления и защиты;
- Трансформаторный отсек – с силовым трансформатором ТМ-250 мощностью 250 кВА.

Все оборудования подстанций находится в металлическом корпусе с категорией размещения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 и предназначены для работы при температурах окружающего воздуха от минус 60С° до плюс 40С° (опросный лист на КТПН прилагается).

Ввод в КТПН со стороны высшего напряжения выполнен воздушным от ВЛ-6 кВ через высоковольтный разъединитель, установленный на ближайшей опоре ВЛ. Питание электрических цепей управления, защиты и освещения выполняется от ввода НН подстанции.

КТПН устанавливаются на фундаментные блоки, вывод кабелей предусматривается проводить снизу для прокладки их в траншеях в земле.

Управление станком-качалкой осуществляется от ШУ шкафа управления с ЧРП станка-качалки, поставляемого комплектно в полной заводской готовности.

ШУ управляет работой электродвигателей по заданной программе, обеспечивает защиту электродвигателей от аварийных ситуаций и автоматического запуска их при пропадании и последующем восстановлении напряжения сети, имеет соответствующее исполнение по степени защиты и категории размещения.

Площадка обслуживания станка-качалки и способ крепления шкафа управления разрабатывается в марке АС данного рабочего проекта.

Рабочим проектом предусматривается электроосвещение площадки станка - качалки взрывозащищенным светодиодным светильником со степенью взрывозащиты 2ExdIIAT3, установленного на площадке ШУ на металлической стойке.

Внутриплощадочные сети электроснабжения скважин проложить в траншее, кабелем типа ВВБГ-1 на глубине 0,7 м. Поверх кабелей на расстоянии 250 мм от их покрова укладывается сигнальная полиэтиленовая пленка с предупредительными надписями.

Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности.

Силовые кабели напряжением 0,4 кВ проверены на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Для всех проводников выполнена проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и после аварийном режимах.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
56				

Для номинального режима работы падение напряжения на кабельных линиях не превышает 5% от номинального напряжения.

5.5 Защитные мероприятия

Рабочий проект предусматривает защитные меры электробезопасности в объёме, предусмотренном в ПУЭ РК.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление и зануление оборудования.

На проектируемом объекте для электроустановок напряжением до 1000В принята система заземления TN-C-S; рабочий проект предусматривает дополнительные повторные заземления нулевых защитных проводников.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования площадок скважин, металлические строительные конструкции для установки КТПН, рама станка-качалки и кондуктор скважины подлежат надёжному заземлению и присоединению к заземляющему устройству не менее чем в двух точках.

В качестве заземляющих устройств КТПН применяются горизонтальные и глубинные заземлители. Горизонтальные заземлители прокладываются в траншее на глубине 0,5 - 1,0 м. Глубинные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов, установленных до глубины 3 м.

На ВЛ-6кВ заземлению подлежат все железобетонные опоры, металлические траверсы и оборудование, устанавливаемые на опорах.

Заземление опор выполняется по типовому проекту 3.407-150 ЭС07 с заменой сечения заземляющего электрода с 12 мм² на 16 мм², согласно ПУЭ РК.

Сопrotивление заземляющих устройств опор воздушных линий электропередач должно быть не более 10 Ом для опор с установленными электрическими аппаратами и не более 30 Ом для остальных железобетонных опор ВЛ-6кВ в любое время года.

В соответствии с "Устройство молниезащиты зданий и сооружений" все технологические и вспомогательные установки с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории.

Защита от прямых ударов молнии наружных установок с взрывоопасными зонами класса В-1г обеспечивается их присоединением к заземлителям. В качестве молниеприемника используется станок-качалка.

В качестве заземлителей защиты от прямых ударов молнии скважины служат обсадные колонны нефтяных скважин.

Выполненное по нормам электробезопасности 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.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2023, а также требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
57				

6 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНАЯ

6.1 Исходные данные и основание для разработки

Исходными данными для разработки раздела «Автоматизация комплексная» рабочего проекта: «Обустройство м/р Сарыбулак в Зайсанском районе ВКО РК» является задание на проектирование системы автоматизации, решения, принятые в технологической части рабочего проекта.

При разработке раздела использованы следующие исходные данные:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Тарбагатай Мунай»;
- Чертежи расположения технологического оборудования и трубопроводов;
- Техническая документация на технологическое оборудование и средства автоматизации.

Раздел рабочего проекта разработан согласно действующим нормативно-техническим документам РК.

6.1.1 Примененные нормы и стандарты

6. При разработке раздела использованы следующие нормативно-технические документы:

- 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 21.408-2013 «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- СП РК 4.02-103-2012 «Системы автоматизации»
- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»;
- ГОСТ 14254-96 (МЭК529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Работы по монтажу, наладке и сдаче в эксплуатацию системы автоматизации произвести в соответствии с технической документацией на устанавливаемое оборудование, с соблюдением действующих правил по охране труда и технике безопасности.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

58

6.1.2 Сокращения

IP	Система классификации степеней защиты оболочки электрооборудования от проникновения твёрдых предметов и воды в соответствии с международным стандартом IEC 60530
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПЛК	Программируемый логический контроллер
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
ИБП	Источник бесперебойного питания

6.2 Краткая характеристика объекта

Добыча нефти на месторождении Сарыбулак осуществляется из 64 (проектных) добывающих скважин:

- Максимальная добыча нефти 470 т/сут,
- Максимальная добыча жидкости 500 т/сут,
- Максимальная добыча газа 25000 Нм³/сут.

Среднесуточный дебит обустраиваемых скважин м/р Сарыбулак ведется из 5 групп скважин

6. Группа скважин вокруг скважины С-304:

- Всего 22 скважины, макс. дебит нефти 238 т/сут, жидкости 250 т/сут, газа 9000 Нм³/сут.
- Среднесуточный дебит нефти 10 т/сут.

7. Группа скважин вокруг скважины С-6:

- Всего 21 скважина, макс. дебит нефти 237 т/сут, жидкости 250 т/сут, газа 9000 Нм³/сут
- Среднесуточный дебит нефти 8 т/сут

8. Группа скважин вокруг скважины С-303:

- Всего 11 скважин, макс. дебит нефти 73 т/сут, жидкости 90 т/сут, газа 2800 Нм³/сут
- Среднесуточный дебит нефти 3 т/сут

9. Группа скважин вокруг скважины С-1П

- Всего 5 скважин, макс. дебит Нефть 80 т/сут, жидкость 90 т/сут, газ 3200 Нм³/сут.
- Среднесуточный дебит нефти скважин 15 т/сут

10. Группа скважин вокруг скважины С-302:

- Всего 5 скважин, макс. дебит нефти 25 т/сут, жидкости 30 т/сут, газа 1000 Нм³/сут
- Среднесуточный дебит нефти 3 т/сут
- Устьевое давление, МПа: 0,1-0,3
- Газонефтяное отношение, Нм³/т: 37,8-50
- Максимальная обводненность, % : 60

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								59
Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ	

– Пластовая температура, °C: 55-76,7.

Существующие скважины С-1П, С-2, С-6, С-301D, С-302, С-303, С-304, С-305. Планируется строительство новых 56 скважин. Всего 64 скважины. Рабочий проект выполнен для скважины №Х, где для остальных скважин проектное решение аналогично, обозначение наименований приборов и кабелей выполняется в соответствии с таблицей применимости –АТХ лист 7.1...3. Координаты скважин, система координат WGS 84/UTM 45N:

Группа скв.вокруг скв. С-304				
№	Скв.	Х, Е	У, N	Год ввода в эксплуатацию
23.	С-304	311898.0	5274615.0	2024г
24.	С-305	312446.9	5273937.0	2024г
25.	С-1001	311644.6	5274828.5	2025г.
26.	С-1002	311955.0	5274365.6	2024г
27.	С-1003	311976.0	5274756.0	2024г
28.	С-1004	311380.4	5274895.4	2024г
29.	С-1005	312324.0	5274899.8	2024г
30.	С-1006	312225.4	5274645.0	2024г
31.	С-1007	311346.1	5274622.1	2025г.
32.	С-1008	311602.6	5274513.5	2025г.
33.	С-1009	312518.0	5274601.0	2025г.
34.	С-1010	311557.0	5274245.0	2025г.
35.	С-1011	312198.0	5274312.0	2025г.
36.	С-1012	312719.0	5274414.0	2025г.
37.	С-1013	311711.0	5274010.0	2025г.
38.	С-1014	311972.0	5274091.0	2027г.
39.	С-1015	312582.0	5274177.0	2027г.
40.	С-1016	312857.0	5274173.0	2027г.
41.	С-1017	311907.0	5273827.0	2027г.
42.	С-1018	312173.0	5273904.0	2027г.
43.	С-1019	312338.0	5273728.0	2028г.
44.	С-1020	312719.0	5273940.0	2028г.
Группа скв.вокруг скв. С-6				
	Скв.	Х, Е	У, N	
22.	С-6	307775.0	5276094.0	2024г
23.	С-2	308666.0	5275819.0	2024г
24.	С-301D	308170.6	5276096.4	2024г
25.	С-1101	307259.0	5276381.0	2028г.
26.	С-1102	307521.0	5276469.0	2028г.
27.	С-1103	307268.0	5276108.0	2028г.
28.	С-1104	307519.0	5275991.0	2028г.
29.	С-1105	307731.0	5275821.0	2028г.
30.	С-1106	308004.0	5276309.0	2028г.
31.	С-1107	308446.9	5276148.3	2029г.

Взам. инв. №	Подп. и дата
	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

01-2024-01-ПЗ

Лист

60

32.	C-1108	308706.9	5276052.1	2029г.
33.	C-1109	308952.9	5275923.5	2029г.
34.	C-1110	307471.9	5275718.1	2029г.
35.	C-1111	307690.2	5275555.5	2029г.
36.	C-1112	308266.7	5275831.6	2029г.
37.	C-1113	308554.3	5275643.8	2029г.
38.	C-1114	308826.7	5275676.1	2029г.
39.	C-1115	309148.3	5275730.7	2030г.
40.	C-1116	308217.9	5275519.4	2030г.
41.	C-1117	308515.6	5275347.4	2030г.
42.	C-1118	308889.8	5275417.8	2030г.

Группа скв.вокруг скв. С-303

	Скв.	X, E	Y, N	
12.	C-303	304336.0	5276989.0	2024г
13.	C-1301	304128.0	5276775.0	2030г.
14.	C-1302	303990.0	5277025.0	2030г.
15.	C-1303	303967.0	5277272.0	2030г.
16.	C-1304	304242.0	5277247.0	2030г.
17.	C-1305	304439.0	5277427.0	2031г.
18.	C-1306	304527.0	5277188.0	2031г.
19.	C-1307	304821.0	5277184.0	2031г.
20.	C-1308	304679.0	5276972.0	2031г.
21.	C-1309	304731.0	5276742.0	2031г.
22.	C-1310	304471.0	5276722.0	2031г.

Группа скв.вокруг скв. С-1П

	Скв.	X, E	Y, N	
6.	C-1П	302336.2	5275989.4	2024г
7.	C-1401	301945.0	5276017.0	2026г.
8.	C-1402	302111.0	5276317.0	2026г.
9.	C-1403	302441.0	5276375.0	2026г.
10.	C-1404	302658.0	5276161.0	2026г.

Группа скв.вокруг скв. С-302

	Скв.	X, E	Y, N	
6.	C-302	300049.7	5277732.8	2024г
7.	C-1201	299687.6	5277754.7	2031г.
8.	C-1202	299835.0	5277501.4	2031г.
9.	C-1203	300140.8	5277427.4	2031г.
10.	C-1204	300355.7	5277581.2	2031г.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

61

6.3 Цели создания проекта

Основной задачей создания АСУ ТП проектируемых скважин является, обеспечение ведения технологического процесса в заданном автоматическом режиме работы

Основными целями создания проекта являются:

- Создание автоматизированной системы контроля и управления работой проектируемых скважин способной обеспечить стабильную и безопасную работу технологического оборудования;
- Внедрение современной, высокоэффективной и надежной человеко-машинной системы контроля и управления на базе промышленных программируемых контроллеров и информационных технологий;

Повышение эффективности эксплуатации за счет обеспечение безаварийной работы технологического оборудования с минимальными энергетическими затратами, снижения потерь посредством оптимизации параметров процессов и работы оборудования и оперативного контроля, и управления технологическими процессами.

6.4 Основные проектные решения

Проектными решениями, в части автоматизации технологических процессов, предусматривается комплексное решение вопросов организации дистанционного контроля и управления технологическими процессами. Принятые проектные решения обеспечивают:

- дистанционный контроль и управление технологическими процессами и операциями;
- поддержание оптимальных режимов технологического процесса;
- повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов;
- снижение капитальных затрат;
- улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Для реализации функций дистанционного автоматического контроля, управления, блокировок применяется комплекс приборов и аппаратуры серийного производства. Проектируемая система контроля и управления выполнена на промышленном контроллере «Siemens», находящийся в шкафу ШКУ, размещаемая в блок-боксах на каждой скважине. Контроль за каждой скважиной осуществляется в Операторной ПСН, откуда со всеми скважинами связь организуется по волоконно-оптической линии связи.

Необходимое количество датчиков давления, уровня, расхода и температуры размещено на технологическом оборудовании.

Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации приведена на листе –АТХ-4,5,6.

Структурная схема автоматизация приведена на листе –АТХ-2,3.

Добыча нефти на месторождении Сарыбулак будет осуществляться из 64 (проектных) добывающих скважин.

Данные скважины разделены на пять кластеров:

1. Группа скважин вокруг скважины С-304 (всего 22 скважины);
2. Группа скважин вокруг скважины С-6 (всего 21 скважина);
3. Группа скважин вокруг скважины С-303 (всего 11 скважин);
4. Группа скважин вокруг скважины С-1П (всего 5 скважин);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ					
Лист					
62					

5. Группа скважин вокруг скважины С-302 (всего 5 скважин).

В 2024г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-304, С-305, С-1002, С-1003, С-1004, С-1005, С-1006) – всего – 7 скважин данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-6, С-301D, С-2) – всего – 3 скважины данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-303) – всего – 1 скважина данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-1П (С-1П) – всего – 1 скважина данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-302 (С-302) – всего – 1 скважина данного кластера.

В 2025г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1001, С-1007, С-1008, С-1009, С-1010, С-1011, С-1012, С-1013) – всего – 8 скважин данного кластера.

В 2026г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-1П (С-1401, С-1402, С-1403, С-1404) – всего – 4 скважина данного кластера.

В 2027г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1014, С-1015, С-1016, С-1017, С-1018) – всего – 5 скважин данного кластера.

В 2028г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1101, С-1102, С-1103, С-1104, С-1105, С-1106) – всего – 6 скважин данного кластера.

В 2029г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1107, С-1108, С-1109, С-1110, С-1111, С-1112, С-1113, С-1114) – всего – 8 скважин данного кластера.

В 2030г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1019, С-1020) – всего – 2 скважины данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1115, С-1116, С-1117, С-1118) – всего – 4 скважин данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-1301, С-1302, С-1303, С-1304) – всего – 4 скважин данного кластера.

В 2031г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-1305, С-1306, С-1307, С-1308, С-1309, С-1310) – всего – 6 скважин данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-302 (С-1201, С-1202, С-1203, С-1204) – всего – 4 скважин данного кластера.

6.5 Основные функции АСУ ТП

АСУ ТП основана на цифровой микропроцессорной технологии с функциями автоматического сбора, обработки данных и управления процессом, взаимодействия с операторами посредством человеко-машинного интерфейса и запроектирована на ПЛК

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ	Лист 63

Контроллеры АСУ ТП являются многофункциональными программируемыми устройствами. Они выполняют следующие функции:

- опрашивают датчики с заданными интервалами времени;
- воспринимают результаты контроля состояния ТОО (аналоговые и дискретные сигналы нормирующих преобразователей) и выполняют их обработку: масштабирование, контроль достоверности информации, контроль целостности подключенных линий связи;
- осуществляют сбор информации с подконтрольных объектов о состоянии технологического оборудования и технологических параметров (давление, уровень, температура, расход);
- формируют аналоговые и дискретные управляющие сигналы исполнительных устройств и/или сигналы и команды на изменение функции автоматических регуляторов САУ;
- выполняют управляющее воздействие на подконтрольные объекты (управление запорной арматурой, насосами, задание уставок регулирования);
- осуществляют отображение, автоматическую регистрацию и архивирование в базах данных (с привязкой к реальному времени прохождения события):
 - текущей информации;
 - аварийных сообщений;
 - действий диспетчерского персонала при управлении объектами и при изменении констант;
 - результатов регламентных процедур.
- обмен информацией и взаимодействие с АСУ ТП верхнего уровня по стандартным интерфейсам;
- визуализацию технологического процесса проектируемого оборудования;
- оперативное выявление аварийных и предаварийных ситуаций, отклонений технологического процесса от заданных режимов;
- выдачу информативных и тревожных сообщений, в случае нарушения штатного режима работы технологического оборудования;
- технологические блокировки и автоматическую защиту технологического оборудования при возникновении аварийных ситуаций;
- контроль нормативных параметров работы установки;
- ведение истории изменения технологических параметров;
- тестирование и самодиагностику аппаратных средств системы;
- диагностирование оборудования.

Иерархическая структура АСУ ТП включает в себя три уровня:

I уровень - уровень технических средств САУ – измерительные и управляющие устройства, к которым относятся:

- первичные измерительные преобразователи, предназначенные для преобразования контролируемого параметра в сигнал определенной формы, удобной для дальнейшей обработки и преобразований;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

6.6 Объекты и объемы автоматизации

Основные сооружения:

- Площадка устья скважины (X);
- Площадка сепаратора нефти (С-Х);
- Площадка резервуаров хранения нефти (V-Х-1,2);
- Площадка насосов перекачки нефти (Н-Х-1,2);
- Площадка дренажной емкости (Е-Х).

Для скважин С-1П, С-302, С-303 все выше перечисленные площадки с добавлением:

- площадка нагревателя устьевого (УН-Х);

6.6.1 Площадка устья скважины (X)

Обустройство устьев скважин включает подключение к фонтанной и отключающей задвижке и трубопроводную обвязку. Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, оборудуются запорными устройствами, перекрывающими поток пластового флюида из скважины при аварийной разгерметизации выкидного трубопровода.

На площадке предусматривается следующая система автоматизации и КИПиА:

- PG-X-1,2 - прибор для местного измерения давления на устье скважины;
- TG-X - прибор для местного измерения температуры на устье скважины;
- TT-X – прибор для дистанционного измерения температуры на устье скважины;
- PIS-X – прибор для контроля min/max давления на устье скважины.

Газообнаружение на площадке:

- QT-X-5 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;

6.6.2 Сепаратор нефти (С-Х)

Предназначен для дегазации нефти и представляет собой двухфазный сепаратор объемом 6,3м³, рабочее давление составляет 0,2-0,3 МПа. Сепаратор оснащён запорно-регулирующей арматурой на линиях отвода газа (поддерживает давление «до себя» в заданном диапазоне) и нефти (поддерживает уровень в сепараторе). После дегазации нефть направляется в резервуары сбора нефти V-Х-1,2.

На площадке предусматривается следующая система автоматизации и КИПиА:

- PИТ-С-Х-1 - прибор для дистанционного измерения давления на входе сепаратора;
- TИТ-С-Х-1 - прибор для дистанционного измерения давления на входе сепаратор;
- PИТ-С-Х-2 - прибор для дистанционного измерения давления на выходе сепаратора;
- TИТ-С-Х-2 - прибор для дистанционного измерения давления на выходе сепаратор;
- PG-С-Х - прибор для местного измерения давления в сепараторе;
- LИТ-С-Х - прибор для дистанционного измерения уровня в сепараторе;
- LDT-С-Х - прибор для дистанционного измерения межфазного уровня в сепараторе;
- LSH-С-Х - сигнализатор верхнего уровня в сепараторе;
- LSL-С-Х - сигнализатор нижнего уровня в сепараторе;
- LCV-С-Х – регулирующий клапан нефти на выходе из сепаратора;
- PCV-С-Х – регулирующий клапан газа на выходе из сепаратора;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- РИТ-С-Х-3 – прибор для дистанционного измерения давления газа на выходе из сепаратора;
- ФИТ-С-Х – прибор для дистанционного измерения расхода газа на выходе из сепаратора;

6.6.3 Резервуары хранения нефти (V-X-1,2)

Дегазированная нефть поступает из сепаратора С-Х в резервуары хранения нефти V-X/1,2, РГСН-50. Резервуар предназначен для хранения и перекачки дегазированной нефти.

На площадке предусматривается следующая система автоматизации и КИПиА:

- РG-V-X-1 - прибор для местного измерения давления в емкости V-X-1;
- TГ-V-X-1- прибор для местного измерения температуры в емкости V-X-1;
- ЛИТ-V-X-1 - прибор для дистанционного измерения уровня в емкости V-X-1;
- LSH-V-X-1 - сигнализатор верхнего уровня в емкости V-X-1;
- РG-V-X-2 - прибор для местного измерения давления в емкости V-X-2;
- TГ-V-X-2- прибор для местного измерения температуры в емкости V-X-2;
- ЛИТ-V-X-2 - прибор для дистанционного измерения уровня в емкости V-X-2;
- LSH-V-X-2 - сигнализатор верхнего уровня в емкости V-X-2;

6.6.4 Насосы перекачки нефти (Н-Х-1,2)

На площадке монтируются насосные агрегаты Н-Х/1,2, предназначенные для перекачки нефти из резервуаров хранения нефти V-X/1,2 в автоцистерны, для перевозки в существующий пункт сбора нефти ПСН. Система обвязки насосов обеспечивает не только подачу нефти в автоцистерны, но и рециркуляцию ее обратно на вход в резервуары.

На площадке предусматривается следующая система автоматизации и КИПиА:

- РG-Н-Х-1 - прибор для местного измерения давления на входе насоса Н-Х-1;
- РИТ-Н-Х-1 - прибор для дистанционного измерения давления на выходе насоса Н-Х-1;
- РG-Н-Х-2 - прибор для местного измерения давления на входе насоса Н-Х-2;
- РИТ-Н-Х-2 - прибор для дистанционного измерения давления на выходе насоса Н-Х-2;
- МСС-Н-Х-1 - дистанционный контроль и управление насосом Н-Х-1;
- МСС-Н-Х-2 - дистанционный контроль и управление насосом Н-Х-2;
- ФИТ-Х - прибор для дистанционного измерения расхода продукта на выходе из насосов;
- РСV-Х - регулирующий клапан газа на выходе из насосов;
- РG-F-X-1 - прибор для местного измерения давления на входе фильтра F-X;
- РG-F-X-2 - прибор для местного измерения давления на выходе фильтра F-X.

Газообнаружение на площадке сепаратора нефти, резервуаров, насосов:

- QT-X-1 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- QT-X-2 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- QT-X-3 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- QT-X-4 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- BLS-X - светозвуковой сигнализатор концентрации природного газа 20% НКПР и 50% НКПР;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

6.6.5 Площадка подземной дренажной емкости (Е-Х)

Дренажная емкость Е-Х предназначена для приема дренажных стоков из аппаратов и насосного оборудования во время осмотра и ремонта.

На площадке установлена подземная дренажная емкость марки ЕП 25-2400-1-1-Т-К, объемом V=25м³.

На площадке предусматривается следующая система автоматизации и КИПиА:

- ЛИТ-Е-Х - прибор для дистанционного измерения уровня в дренажной емкости Е-Х;
- МСС-Е-Х - дистанционный контроль и управление насосом в дренажной емкости Е-Х;

Газообнаружение на площадке:

- QT-Е-Х - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- BLS-Е-Х - светозвуковой сигнализатор концентрации природного газа 20% НКПР и 50% НКПР;

6.6.6 Площадка нагревателя устьевого (УН-Х)

Устьевой нагреватель УН-Х предназначен для нагрева нефти при хранении его в резервуарах V-Х/1,2 для предотвращения застывания.

Нагреватель представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, с эллиптическими днищами, смонтированный на саях сварной конструкции.

На площадке предусматривается следующая система автоматизации и КИПиА:

- РГ-УН-Х - прибор для местного измерения давления на входе УН-Х;
- ТГ-УН-Х - прибор для местного измерения температуры на входе УН-Х;
- РИТ-УН-Х - прибор для дистанционного измерения давления на выходе УН-Х;
- ТИТ-УН-Х - прибор для дистанционного измерения температуры на выходе УН-Х;
- XV-УН-Х-1 - электроприводная задвижка на входе нефтяной эмульсии УН-Х с дистанционным контролем и управлением;
- XV-УН-Х-2 - электроприводная задвижка на входе газа УН-Х с дистанционным контролем и управлением;

Газообнаружение на площадке:

- QT-УН-Х-1 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- QT-УН-Х-2 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- QT-УН-Х-3 - прибор для измерения концентрации природного газа в воздухе;
- BLS-УН-Х - светозвуковой сигнализатор концентрации природного газа 20% НКПР и 50% НКПР.

УН-Х поставляется заводом изготовителем полной заводской готовности, дополнительной автоматизации не требует. В блоке дополнительно размещается оборудование (коммутатор) для передачи данных, по RS-485 в систему шкафа ШКУ-Х.

6.7 Система обнаружения газов

Для автоматического непрерывного контроля дозврывоопасной концентрации (ДВК) горючих газов и паров на проектируемых площадках предусматривается установка точечных инфракрасных датчиков с преобразователем типа СГОЭС М11. В составе блочных комплектных установок поставщиками предусматриваются аналогичные датчики.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Предусмотрена связь датчиков ДВК с системой АСУТП посредством унифицированного сигнала 4-20мА. В системе АСУТП формируются предупредительные и аварийные значения сигнализации загазованности.

Значения уставок предупредительной и аварийной сигнализации выражаются в форме процентной доли от значения нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПП) и устанавливаются следующим образом:

20% от НКПП – предупредительная сигнализация (порог 1);

50% от НКПП – аварийная сигнализация (порог 2).

При возникновении загазованности на наружных установках 20% от НКПП контроллер АСУТП формирует сигнал на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной. При повышении уровня загазованности до 50% от НКПП и более, происходит формирование сигнала для реализации программ автоматических противоаварийных защит технологического оборудования.

Уровень звукового давления генерируемого звуковыми оповещателями будет превышать уровень производственного шума не менее чем на 15 дБ.

Монтаж датчиков и критерии выбора места их расположения на площадках определены из следующих условий:

возможные источники утечки в пределах контролируемой области;

плотность газа по отношению к плотности воздуха;

наличие доступа для проведения технического обслуживания и калибровки.

Высота установки от уровня земли или пола для каждого датчика определена в зависимости от места его установки, с учетом характеристики контролируемого газа и указана на планах расстановки оборудования системы контроля загазованности (для блочного оборудования - в документации завода-изготовителя)

6.8 Размещение приборов и монтаж электрических проводов

Дистанционный контроль за режимами технологического процесса подготовки и транспорта нефти и контроль состояния оборудования на площадках будет осуществляться при помощи сети электрических и электронных приборов, сигналы от которых выведены на проектируемый контроллер «Siemens», расположенный в шкафу «ШКУ-Х» в Блок-боксе каждой скважины.

Контроллеры, источники питания, модули ввода/вывода применены из условия обеспечения эксплуатации при температуре от 00С до +600С.

Контрольно-измерительные приборы, расположенные вне помещений, способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от -360С до +440С.

Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не ниже IP54.

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на наружных площадках, имеющих взрывоопасные зоны, отвечают требованиям «Правил устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК)», имеют степень защиты, соответствующую этой зоне и выбраны в соответствии с классом взрывоопасности, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

№ п/п	Наименование зданий, сооружения и наружных установок	Вещества, применяемые в производстве	Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности*	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 12.1.011-78	Уровень ответственности проектируемого объекта
1	Устье скважины	ГГ, ЛВЖ	A	B-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)
2	Площадка НГС	ГГ, ЛВЖ	A	B-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)
3	Площадка РГС	ГГ, ЛВЖ	A	B-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)
4	Площадка насосов	Нефтегазовая смесь	A	B-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)
5	Площадка компрессорной	ГГ	A	B-1Г	ПА-ТЗ	I (первый)

Основным подходом к обеспечению безопасности является исполнение приборов по категории Exd, Exia.

Местные показывающие приборы контроля температуры, давления устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах.

Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, по мере необходимости предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов. Монтаж кабельных проводок, приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии с СН РК 4.04-07-2023, СП РК 4.02-103-2012, ПУЭ РК и заводской инструкции на установку приборов.

Кабельные трассы цепей управления и сигнализации выполнены контрольными кабелями с медными жилами различной емкости. Типы кабелей выбираются согласно инструкций на приборы.

Проектным решением прокладка кабелей от технологических площадок к операторной выполняется в кабельных коробах по кабельной эстакаде, на технологических площадках прокладка кабеля предусматривается в трубах и кабельных коробах. В помещениях кабели будут прокладываться в кабельных каналах/коробах по строительным конструкциям.

Предусматривается отдельная прокладка искробезопасных, незащищенных и силовых кабелей КИПиА друг от друга и от электрических силовых кабелей (всех уровней напряжения). Для этого предусматриваются отдельные короба и трассы. Также предусматривается физическое разделение кабелей с искробезопасными и не искробезопасными цепями в клеммных коробках и в шкафах.

При прокладке кабелей в земле соблюдены нормируемые расстояния по ПУЭ от различных подземных коммуникаций и выполнена защита кабелей при их выходе из земли стальными трубами.

Ввод кабелей в КИП и клеммные коробки предусматривается через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	01-2024-01-ПЗ

Для защиты от электромагнитных и радиочастотных помех предусматривается использование экранированных кабелей.

6.9 Требования к организации электропитания

Питание шкафов ШКУ с оборудованием АСУ ТП должно осуществляться от проектируемых источников рабочего и резервного питания.

Основными рабочими источниками питания служат однофазные сети переменного тока напряжением 220В (+10%, -15%), частотой 50 ± 1 Гц.

Резервированные источники питания обеспечивают электроснабжение шкафов в случае пропадания напряжения основного рабочего источника. В качестве резервного источника питания предусмотрен источник бесперебойного питания, емкость аккумуляторной батареи которого должна обеспечивать непрерывную работу при пропадании рабочего питания с сохранением всех функций (включая питание датчиков) в течении 0,5 часа.

Должна быть предусмотрена возможность автоматического переключения аппаратуры с рабочих источников питания на резервные и наоборот.

6.10 Защитные меры

Проектом предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промсанитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в РК стандартами и нормами.

Основными мероприятиями являются:

- герметизированная схема технологического процесса;
- 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 СП РК 3.01-103-2012 с учетом функционального назначения и розы ветров;
- защитное заземление;
- защита окружающей среды.

6.11 Заземление

Защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СН РК 4.04-07-2023, ПУЭ, ГОСТ 12.1.030-81.

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено. Устройства для подключения защитного заземления средств автоматизации предусматриваются в электротехническом разделе.

Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с требованиями 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.

В цепи заземляющих и нулевых защитных проводников не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
72				

Заземляющие проводники прокладываются открыто непосредственно по стенам. Прокладка заземляющих проводников в местах прохода через стену и перекрытие должна выполняться, как правило, с их непосредственной заделкой. В этих местах проводники не должны иметь соединений и ответвлений.

Присоединение заземляющих и нулевых защитных проводников к частям электрооборудования должно быть выполнено сваркой или болтовым соединением.

6.12 Защита окружающей среды

Проектируемая система автоматизации строится на совместном применении средств вычислительной техники, комплекса микропроцессорных аппаратно-программных средств, средств связи и передачи информации.

В целом проектируемая система является экологически чистой и не оказывает вредного воздействия на окружающую природную среду.

В число функций, реализуемых АСУ ТП, входят и функции, способствующие выполнению мероприятий по предупреждению и уменьшению загрязнения почвы и атмосферного воздуха промышленными аварийными выбросами, т.е. функции по охране окружающей природной среды. Выполнение этих функций обеспечивается в основном техническими средствами, предназначенными для решения оперативных задач АСУ ТП по контролю и управлению технологическим процессом, и не требуют дополнительных капитальных затрат.

Проектируемая АСУ ТП позволяет осуществить следующие основные функции по охране окружающей природной среды:

- прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций за счет проведения диагностики состояния технологического оборудования и самой системы управления, что способствует своевременному проведению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надежность функционирования всего технологического комплекса;
- сигнализацию верхних аварийных уровней жидкости (угроза переполнения) в технологических емкостях и аппаратах.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
----------------------	--

Лист
73

7 СИСТЕМА СВЯЗИ

7.1 Исходные данные и основание для разработки

Исходными данными для разработки раздела «Система связи» рабочего проекта: «Обустройство м/р Сарыбулак в Зайсанском районе ВКО РК» является задание на проектирование системы связи, решения, принятые в технологической части рабочего проекта. При разработке раздела использованы следующие исходные данные:

- Задание на проектирование, выданное ТОО «Тарбагатай Мунай»;
- Техническая документация на технологическое оборудование и средства связи.

Раздел рабочего проекта разработан согласно действующим нормативно-техническим документам РК.

7.1.1 Примененные нормы и стандарты

При разработке раздела использованы следующие нормативно-технические документы:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВСН 116-87 «Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи»;
- ГОСТ 21.406-88* «СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах»;
- ГОСТ 21.603-80 «СПДС. Связь и сигнализация. Рабочие чертежи»;
- ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Работы по монтажу, наладке и сдаче в эксплуатацию системы автоматизации произвести в соответствии с технической документацией на устанавливаемое оборудование, с соблюдением действующих правил по охране труда и технике безопасности.

7.1.2 Сокращения

ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
IP	Система классификации степеней защиты оболочки электрооборудования от проникновения твёрдых предметов и воды в соответствии с международным стандартом IEC 60530
IP	Межсетевой протокол — маршрутизируемый протокол сетевого уровня стека TCP/IP
VoIP	Технология передачи голоса через IP
ВОК	Волоконно-оптический кабель
ДП	Диспетчерский пункт
ИБП	Источник бесперебойного питания
КОД	Колодец оперативного доступа

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

7.2 Краткая характеристика объекта

Добыча нефти на месторождении Сарыбулак осуществляется из 64 (проектных) добывающих скважин:

- Максимальная добыча нефти 470 т/сут,
- Максимальная добыча жидкости 500 т/сут,
- Максимальная добыча газа 25000 Нм3/сут.

Среднесуточный дебит обустраиваемых скважин м/р Сарыбулак ведется из 5 групп скважин

11. Группа скважин вокруг скважины С-304:

- Всего 22 скважины, макс. дебит нефти 238 т/сут, жидкости 250 т/сут, газа 9000 Нм3/сут.
- Среднесуточный дебит нефти 10 т/сут.

12. Группа скважин вокруг скважины С-6:

- Всего 21 скважина, макс.дебит нефти 237 т/сут, жидкости 250 т/сут, газа 9000 Нм3/сут
- Среднесуточный дебит нефти 8 т/сут

13. Группа скважин вокруг скважины С-303:

- Всего 11 скважин, макс.дебит нефти 73 т/сут, жидкости 90 т/сут, газа 2800 Нм3/сут
- Среднесуточный дебит нефти 3 т/сут

14. Группа скважин вокруг скважины С-1П

- Всего 5 скважин, макс. дебит Нефть 80 т/сут, жидкость 90 т/сут, газ 3200 Нм3/сут.
- Среднесуточный дебит нефти скважин 15 т/сут

15. Группа скважин вокруг скважины С-302:

- Всего 5 скважин, макс. дебит нефти 25 т/сут, жидкости 30 т/сут, газа 1000 Нм3/сут
- Среднесуточный дебит нефти 3 т/сут
- Устьевое давление, МПа: 0,1-0,3
- Газонефтяное отношение, Нм3/т: 37,8-50
- Максимальная обводненность, % : 60
- Пластовая температура, °С: 55-76,7.

Существующие скважины С-1П, С-2, С-6, С-301D, С-302, С-303, С-304, С-305. Планируется строительство новых 56 скважин. Всего 64 скважины. Координаты скважин, система координат WGS 84/UTM 45N:

Группа скв.вокруг скв. С-304				
№	Скв.	Х, Е	У, N	Год ввода в эксплуатацию
45.	С-304	311898.0	5274615.0	2024г
46.	С-305	312446.9	5273937.0	2024г
47.	С-1001	311644.6	5274828.5	2025г.
48.	С-1002	311955.0	5274365.6	2024г
49.	С-1003	311976.0	5274756.0	2024г
50.	С-1004	311380.4	5274895.4	2024г

Взам. инв. №						Взам. инв. №						Лист
	Подп. и дата						01-2024-01-ПЗ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата						75	

51.	C-1005	312324.0	5274899.8	2024г
52.	C-1006	312225.4	5274645.0	2024г
53.	C-1007	311346.1	5274622.1	2025г.
54.	C-1008	311602.6	5274513.5	2025г.
55.	C-1009	312518.0	5274601.0	2025г.
56.	C-1010	311557.0	5274245.0	2025г.
57.	C-1011	312198.0	5274312.0	2025г.
58.	C-1012	312719.0	5274414.0	2025г.
59.	C-1013	311711.0	5274010.0	2025г.
60.	C-1014	311972.0	5274091.0	2027г.
61.	C-1015	312582.0	5274177.0	2027г.
62.	C-1016	312857.0	5274173.0	2027г.
63.	C-1017	311907.0	5273827.0	2027г.
64.	C-1018	312173.0	5273904.0	2027г.
65.	C-1019	312338.0	5273728.0	2028г.
66.	C-1020	312719.0	5273940.0	2028г.

Группа скв.вокруг скв. С-6

	Скв.	X, E	Y, N	
43.	C-6	307775.0	5276094.0	2024г
44.	C-2	308666.0	5275819.0	2024г
45.	C-301D	308170.6	5276096.4	2024г
46.	C-1101	307259.0	5276381.0	2028г.
47.	C-1102	307521.0	5276469.0	2028г.
48.	C-1103	307268.0	5276108.0	2028г.
49.	C-1104	307519.0	5275991.0	2028г.
50.	C-1105	307731.0	5275821.0	2028г.
51.	C-1106	308004.0	5276309.0	2028г.
52.	C-1107	308446.9	5276148.3	2029г.
53.	C-1108	308706.9	5276052.1	2029г.
54.	C-1109	308952.9	5275923.5	2029г.
55.	C-1110	307471.9	5275718.1	2029г.
56.	C-1111	307690.2	5275555.5	2029г.
57.	C-1112	308266.7	5275831.6	2029г.
58.	C-1113	308554.3	5275643.8	2029г.
59.	C-1114	308826.7	5275676.1	2029г.
60.	C-1115	309148.3	5275730.7	2030г.
61.	C-1116	308217.9	5275519.4	2030г.
62.	C-1117	308515.6	5275347.4	2030г.
63.	C-1118	308889.8	5275417.8	2030г.

Группа скв.вокруг скв. С-303

	Скв.	X, E	Y, N	
23.	C-303	304336.0	5276989.0	2024г

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1014, С-1015, С-1016, С-1017, С-1018) – всего – 5 скважин данного кластера.

В 2028г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1101, С-1102, С-1103, С-1104, С-1105, С-1106) – всего – 6 скважин данного кластера.

В 2029г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1107, С-1108, С-1109, С-1110, С-1111, С-1112, С-1113, С-1114) – всего – 8 скважин данного кластера.

В 2030г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-304 (С-1019, С-1020) – всего – 2 скважины данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-6 (С-1115, С-1116, С-1117, С-1118) – всего – 4 скважин данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-1301, С-1302, С-1303, С-1304) – всего – 4 скважин данного кластера.

В 2031г планируется ввести в эксплуатацию следующие скважины:

- Группа скважин вокруг скважины С-303 (С-1305, С-1306, С-1307, С-1308, С-1309, С-1310) – всего – 6 скважин данного кластера.
- Группа скважин вокруг скважины С-302 (С-1201, С-1202, С-1203, С-1204) – всего – 4 скважин данного кластера.

7.3 Основные проектные решения

Данным рабочим проектом рассматриваются технические решения, предусматривающие создание системы производственно-технологической связи для проектируемых скважин:

- передачу данных системы АСУТП;
- телефонную связь по технологии VoIP;

7.3.1 Система передачи данных

Локально-вычислительная сеть (ЛВС) для передачи данных производственной ЛВС АСУ ТП от проектируемых скважин в операторную ПСН организуется на базе оборудования коммуникационного оборудования с возможностью передачи потоков информации со скоростью 10/100/1000 Мбит/с.

Для организации каналов производственно-технологической связи между коммутаторами применен ВОК. В местах соединения строительных длин ВОК будут устанавливаться колодцы оперативного доступа (далее КОД). Кабель соединяется посредством муфт. От Операторной ПСН до самой дальней основной скважины (С-302) будет проложена магистральная ВОЛС.

Проектируемые скважины разбиты на 5 групп площадок, где группа скважин размещаются вокруг одной, разбитые по годам строительства. На 5 группах скважин будет взято 7 скважин

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

						01-2024-01-ПЗ	Лист
							78
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

(далее передающая скважина), где размещаются шкафы связи с коммутатором агрегации. Со всех скважин одной группы будут коммутироваться в шкафу передающей скважины, в добавлении скважин от года строительства, далее с коммутатора агрегации посредством ВОК соединяется с магистральным ВОЛС при помощи муфт, установленных в колодцах. Для образования кольца связи будет проложена трасса от Операторного до скважины С-302.

7 передающих скважин с привязанными к ним скважинами:

- Передающая скважина С-302 (С-1201, С-1202, С-1203, С-1204);
- Передающая скважина С-1П (С-1401, С-1402, С-1403, С-1404);
- Передающая скважина С-303 (С-1301, С-1302, С-1303, С-1304, С-1305, С-1306, С-1307, С-1308, С-1309, С-1310);
- Передающая скважина С-6 (С-1101, С-1102, С-1103, С-1104, С-1105, С-1106, С-1110, С-1111);
- Передающая скважина С-2 (С-301D, С-1107, С-1108, С-1109, С-1112, С-1113, С-1114, С-1115, С-1116, С-1117, С-1118);
- Передающая скважина С-304 (С-1001, С-1002, С-1003, С-1004, С-1005, С-1006, С-1007, С-1008, С-1010);
- Передающая скважина С-305 (С-1009, С-1011, С-1012, С-1013, С-1014, С-1015, С-1016, С-1017, С-1018, С-1019, С-1020);

7.3.2 Телефонная связь

Телефонизация объектов водоводов осуществляется посредством проектируемой системы IP-телефонии, АТС которой будет расположена в здании административно-производственного комплекса.

Телефонная связь обслуживающего персонала (ремонтных бригад) с диспетчером опреснительного завода, может осуществляться с помощью IP телефонии, для чего предусмотрена возможность подключения телефона к коммутатору.

7.4 Проектные решения по организации ВОЛС

Проектом предусматривается прокладка вдоль газопровода магистрального ВОЛС, в защитной броне из проволок.

В разделе ВОЛС предусматривается:

- Прокладка магистрального ВОК на участке от шкафа коммуникационного ШС-1 Операторной ПСН до шкафа коммуникационного ШС-С-302 скважины С-302;
- Прокладка ВОК на участках от шкафов связи основных скважин площадок до магистрального ВОК;
- Прокладка ВОК на участках от шкафов распределения оптики скважин до шкафа связи на основной скважине площадок групп скважин;
- Установка шкафов связи в блок-боксах и Операторной;
- Установка шкафов распределения оптики и оптических распределительных боксов на всех скважинах;
- Установка КОД;
- Монтаж в телекоммуникационных шкафах коммутационно-распределительных устройств ВОК;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
----------------------	--

Лист
79

– Установка оборудования системы приема/передачи оптического сигнала (коммутаторов).
 ВОК в защитной броне прокладывается в траншее, поверх кабеля укладывается сигнальная металлизированная лента. При переходе через дорогу ВОК прокладывается трубе ПНД диаметром 110мм. Траншея выполняется механизированным способом, при помощи бара траншекопателя, одновременно осуществляется укладка кабеля в траншею кабелеукладчиком. По трассе устанавливаются замерные столбики на расстоянии 250-300м друг от друга, в местах поворота при переходе через дорогу и пересечении трубопроводов.

Выбор оптимального варианта трассы

При выборе оптимального варианта прокладки трассы кабельной линии и его оценка осуществлялись исходя из следующих основных условий:

- Минимальной длины трассы;
- Наименьшего числа пересечений с автомобильными дорогами и подземными сооружениями и выполнения наименьшего объема работ по строительству линейно-кабельных сооружений;
- Возможности максимального применения при строительстве машин, механизмов и кабелеукладочной техники;

Обеспечения лучших условий эксплуатации линейных сооружений и надежной их работы

В местах пересечения ВОК с существующими в земле коммуникациями, а также переходе через автомобильные и железнодорожные дороги выполняется защита кабеля полиэтиленовой трубой ПНД 110мм.

7.4.1 Конечная и каналобразующая аппаратура ВОЛС

Для организации каналов связи на участке: Операторная ПСН:

- Телекоммуникационного шкафа ШС-1 15Ux600x450;
- Оптического кросса;
- Коммутатора агрегации уровня L3;

В блок-боксе основных скважин:

- Телекоммуникационного шкафа ШС-2 15Ux600x450;
- Оптического кросса;
- Коммутатора агрегации уровня L3;
- Шкафа распределения оптики.

На остальных скважинах:

- Шкаф распределения оптики;
- Оптический распределительный бокс;
- Промышленный коммутатор в шкафу ШКУ (марка АТХ) ;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата

7.5 Электропитание и заземление

Оборудование связи и передачи данных относится к электроприемникам I категории электроснабжения в соответствии с ПУЭ РК.

Электропитание оборудования системы связи, передачи данных устанавливаемого в Блок-боксах предусматривается через ИБП

Внешнее электроснабжение оборудования связи предусматривается электротехнической частью проекта, на передающих скважинах ЩСН блок-блока

Техника безопасности и охрана труда

Проектными решениями по видам проектируемых сооружений предусматривается и указывается на необходимость строго соблюдать нормы и правила по технике безопасности и охране труда в процессе непосредственного выполнения как строительно-монтажных работ, так и осуществления последующей эксплуатации и технического обслуживания. При этом обращается особое внимание на необходимость руководствоваться следующими документами:

- СНиП 12-03-2001 - «Безопасность труда в строительстве» Часть 1. Общие требования. (М., ГУП ЦПП, 1999 г.);
- ВСН-604-III-87 «Техника безопасности при строительстве линейно-кабельных сооружений» (МС СССР, М. 1988 г.);
- «Правила техники безопасности при работах на кабельных линиях связи и проводного вещания» ("Недра", М. 1991)
- «Правила техники безопасности при работах на телефонных станциях и телеграфах» (ПОТ РО-45-007-96, М, 1997);
- «Правила по охране труда при работах на кабельных линиях связи и проводного вещания (радиофикации)» (ПОТ РО-45-005-95, М, 1996 г.);
- Сборник постановлений по технике безопасности и охране труда на предприятиях и строительных организациях связи ("Связь", М.1975 г.), а также, другие руководящие материалы, изданные в официальном порядке.

Выполнение монтажных работ, ремонт и эксплуатация устройств ЭПУ должны вестись в полном соответствии с правилами, изложенными в ПУЭ РК, ПТЭ и ПТБ.

В качестве мероприятий, обеспечивающих безопасность персонала, обслуживающего техническое оборудование, должно быть предусмотрено:

- заземление и зануление корпусов электрооборудования, элементов электроустановок с напряжением 380/220 В переменного тока;
- автоматическое отключение питания цепи или электрооборудования, при коротком замыкании токоведущей части напряжением 380/220 В на защитный проводник или корпус электрооборудования, за время, не превышающее 0,4 сек.;
- присоединение плюса источника питания, корпусов электрооборудования с напряжением 48 В и корпусов технологического оборудования к системе уравнивания потенциалов;
- ограждение и изоляция токоведущих частей, прокладываемых на высоте менее 2,2 м;
- применение переносных светильников на напряжение 42 В;
- устройство и соблюдение соответствующих эксплуатационных проходов между техническим оборудованием;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- укладка диэлектрических ковров перед обслуживаемыми сторонами электрооборудования;
- использование комплекта защитных средств и инструментов.

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.

8 ПОЖАРОТУШЕНИЕ

8.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Раздел проекта разработан на основании следующих документов:

- Договор № 01-2024 от 07.03.2024г. «Обустройство м/р Сарыбулак на период промышленной эксплуатации в Тарбагатайском и Зайсанском районе Восточно-Казахстанской области РК»;
- Проекта опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения Сарыбулак выполненного АО «НИПИнефтегаз», 2009 г.
- Базового проекта «Развитие месторождения газа Сарыбулак», выполненного «ALP Engineering LTD», 2010-2011 г.г.
- Задание на проектирование, выданное ТОО «Тарбагатай Мунай»;
- Отчет по инженерным изысканиям выполненный
- Акт выбора участка;
- АПЗ.

Настоящий раздел проекта выполнен с учетом требований нормативных документов, действующих на территории Республики Казахстан:

- СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- Технического регламента "Общие требования к пожарной безопасности" N439 от 23.06.2017г.

Общие сведения о месторождении, геолого-промысловые данные и существующие положения приведены в общих разделах и разделах ГП и ТХ.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
----------------------	--	--	--	--

Лист
82

8.2 Первичные средства пожаротушения

Для локализации небольших возгораний до прибытия передвижной пожарной техники обслуживающий персонал использует первичные средства пожаротушения.

На основании Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» приказом руководителя должно быть назначено должностное лицо из числа руководителей организации, ответственное за эксплуатацию систем противопожарной защиты, приобретение, ремонт, сохранность и готовность к действию первичных средств пожаротушения, своевременное и качественное проведение технического обслуживания (перезарядке ручных огнетушителей) и планово-предупредительного ремонта.

Первичные средства пожаротушения будут располагаться на территории технологической площадки скважин, таким образом, чтобы обеспечивалась возможность беспрепятственного доступа к ним в любое время, а также с соблюдением условий защиты их, от воздействия прямых солнечных лучей, тепловых потоков, механических воздействий.

Также на территории скважин на площадке устьевого нагревателя предусматривается порошковый огнетушитель переносного типа ОП-100.

Для обеспечения мер противопожарной безопасности, в соответствии с требованиями п.6.38 ВНТП 3-85 на технологической площадке скважин устанавливаются пожарный щит типа - ЩП-А с комплектацией противопожарного инвентаря согласно табл.4 Приложения 14 Технического регламента "Общие требования к пожарной безопасности" N439 от 23.06.2017.

Нормы комплектации одного пожарного щита типа «ЩП-А» на территории одной скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентарь	Количество
1.	Огнетушитель воздушно-пенный 10л	2
2.	Порошковый огнетушитель ОП-10	1
3.	Порошковый огнетушитель ОП-5	2
4.	Лом	2
5.	Багор	2
6.	Лопата совковая	1
7.	Лопата штыковая	1
8.	Ведро	2
9.	Емкость для хранения вода объем 0.2м3	1
10.	Огнетушитель углекислотный ОУ-5	1
11.	Топор	2
12.	Противопожарное полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

83

Охрана труда рабочих обеспечивается выдачей необходимых средств индивидуальной защиты, выполнением мероприятий по коллективной защите рабочих согласно «Правилам выдачи работникам молока или равноценных пищевых продуктов, лечебно-профилактического питания, специальной одежды и других средств индивидуальной защиты, обеспечения их средствами коллективной защиты, санитарно-бытовыми помещениями и устройствами за счет средств работодателя», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 28 декабря 2015 года № 1054. Работникам, задействованным в период строительства и эксплуатации, должны быть созданы необходимые условия труда, питания и отдыха. Это обуславливает создание на объекте необходимых культурно-бытовых условий для всех участников работ и ремонтно-профилактической службы строительных машин и привлеченного транспорта.

Персонал, занятый в строительстве, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. Каждая строительная бригада должна быть обеспечена аптечкой с медикаментами и перевязочными средствами. Кроме того, каждая единица автотранспортной техники должна иметь свою медицинскую аптечку. В случае серьезных травм, предусмотреть транспортировку пострадавших в медицинские учреждения г. Аксай.

Транспортные средства, предназначенные для перевозки людей, должны быть исправными и подвергаться ежедневному техническому осмотру.

Руководитель работ должен иметь устойчивую радиосвязь с участниками земляных, очистных, сварочных и изоляционных работ.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств для работающих на строительной площадке должна быть закончена до начала основных строительного-монтажных работ, согласно СН РК 3.02-08-2013 и СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания».

Электрогазосварочные работы должны производиться квалифицированными сварщиками, аттестованными в соответствии с требованиями.

Ответственность за соблюдение требований безопасности при эксплуатации машин, электро- и пневмоинструмента, а также технологической оснастки возлагается:

- за техническое машин, инструмента, технологической оснастки, включая средства защиты - на организацию (лицо), на балансе (в собственности) которой они находятся, а при передаче их во временное пользование (аренду) - на организацию (лицо), определенную договором;
- за проведение обучения и инструктажа по безопасности труда – на организацию, в штате которой состоят работающие;
- за соблюдением требований безопасности труда при производстве работ - на организацию, осуществляющую работы.

По всем профессиям и работам технологического процесса должны быть разработаны инструкции по охране труда и пожарной безопасности.

Ответственность за руководство работ по охране труда, техники безопасности и производственной санитарии, а также проведения мероприятий по снижению и предупреждению производственного травматизма, профессиональных заболеваний возложена на руководителей подрядных организаций, производящих работы.

9.2 ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ

Работники, задействованные при строительстве и в период эксплуатации, могут подвергаться воздействию опасных и вредных производственных факторов:

- движущиеся машины и механизмы;
- вибрация;

Взам. инв. №	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
Взам. инв. №	01-2024-01-ПЗ					Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	

печи и местного перегрева труб змеевика печи с последующим возникновением пожара в камере сгорания;

– насосное оборудование – возможны пропуски торцевых уплотнений и возникновение вибрации или выход насоса из строя, а также выход из строя торцевых уплотнений при падении давления уплотняющей жидкости с последующим выходом насоса из строя;

– фланцевые соединения аппаратов и трубопроводов – возможна разгерметизация при резком колебании давления и температуры.

Наиболее опасные технологические операции:

- отбор проб нефтепродуктов;
- пуск, остановка оборудования;
- ремонт оборудования;
- проведение газоопасных работ.

Наиболее опасные отклонения от нормального хода технологического процесса и возможные последствия этих отклонений:

– несоблюдение режима работы трубчатой печи может привести к закоксовыванию змеевика и прогару труб;

– колебания в температурном режиме работы аппаратов (колонны, секции сепарации, сепаратора) могут привести к деформации, нарушению герметичности соединений труб;

– прекращение подачи сырья может привести к срыву работы насосов;

– прекращение подачи электроэнергии создает очень опасную ситуацию. Необходимо быстро перейти к электропитанию от другого запасного источника энергоснабжения или, если это невозможно, принять меры к безаварийной остановке установки. Потушить форсунки на печи, следить за герметичностью аппаратов, трубопроводов, фланцев, задвижек, добиваясь постепенного сброса давления за счет безопасной эвакуации продуктов из аппаратов в дренажную систему; закрыть задвижки на выходных линиях отвода продуктов;

10.5.2 Критерии возможных опасностей

Основные опасности производства, обусловленные особенностями технологического процесса, особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации, связаны со следующими факторами:

– Обращение в системе горючих веществ, нагретых до температуры выше температуры вспышки, в связи с чем горючие жидкости считаются взрывоопасными;

– Наличие большого количества опасных веществ – легковоспламеняющихся жидкостей (нефть сырая).

– Воспламеняющихся газов (попутный нефтяной газ),

– Наличие электротехнических устройств высокого напряжения (электродвигатели насосов, компрессоров);

– Наличие источников открытого огня – технологических печей, в змеевиках которых ведется, нагрев горючих продуктов до высоких температур и работающих с применением газообразного топлива;

– Возможность образования статического электричества при движении газов и жидкостей по трубопроводам и в аппаратах;

– Наличие насосов, осуществляющих нагнетание пожаро – и взрывоопасных веществ.

– Возможность выделения вредных взрывопожароопасных веществ при разгерметизации трубопроводов и аппаратов.

Факторы опасности производства, связанные с нарушением персоналом правил

Взам. инв. №	Взам. инв. №				
	Подп. и дата				
Взам. инв. №	Взам. инв. №				
	Подп. и дата				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
					Лист
					89
					01-2024-01-ПЗ

безопасности:

- Получение термических ожогов при соприкосновении с горячими частями оборудования, трубопроводами, горячей водой, при отборе проб, отоплении трубопроводов водяным паром, при розжиге форсунок печей и т. д.
- Отравление персонала парами нефтепродуктов в случае аварийной утечки газов окисления из аппаратов, трубопроводов и запорной арматуры. В случае затруднения дыхания
 - прибегнуть к медицинской помощи;
- Поражение электрическим током в случае выхода из строя заземления токоведущих частей электрооборудования или пробоя электроизоляции;
- Возможность получения травмы вращающимися частями насосов при нарушениях.

10.5.3 Анализ возможных опасностей

Основными причинами создания аварийных ситуаций на установках ЭЛОУ-АВТ и производства битума являются:

- ошибки персонала при ведении технологического процесса, нарушение правил безопасности работающими;
- отказы трубопроводов, арматуры и разъемных соединений, разгерметизация оборудования из-за дефектов изготовления, механических повреждений, коррозии технологического оборудования;
 - прекращение подачи электроэнергии, питания средств КИП и А;
 - отказы средств КИП и А, ПАЗ;
 - внешние воздействия природного и техногенного характера;
 - несанкционированные или террористические действия на территории объекта.
- Источниками аварий и аварийных ситуаций на установке могут быть:
 - физический износ, коррозия, механические повреждения, температурная деформация оборудования или трубопроводов;
 - некачественное изготовление оборудования;
 - прогар труб змеевиков печи;
 - размораживание в зимних условиях трубопроводов и аппаратов;
 - разгерметизация фланцевых соединений аппаратов и трубопроводов;
 - пропуск уплотнений насосов и арматуры.

Кроме того, возможны факторы умышленной порчи, повреждения оборудования обслуживающим персоналом или сторонними лицами, а также факторы полного и частичного повреждения оборудования, связанные с авариями, происходящими вблизи расположения объекта.

10.5.4 Сведения о потенциально опасных промышленных объектах, прилегающих к территории производственной базы

Непосредственно прилегающие к территории производственной базы опасные промышленные объекты отсутствуют.

10.5.5 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ

Основные мероприятия по безопасности, снижению вероятности аварийных ситуаций на месторождении обеспечиваются следующими решениями:

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ	
Лист	
90	

- контроль и управление процессом осуществляются автоматически и дистанционно из операторной с использованием электронной системы приборов;
 - по параметрам, нарушение которых ведет к возникновению аварий, предусмотрена система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) на основе микропроцессорной и вычислительной техники, обеспечивающей автоматический перевод установки в безопасное состояние;
 - все стадии технологического процесса непрерывны и склонны к устойчивому протеканию;
 - при соблюдении правил эксплуатации процесс не обладает возможностью взрыва внутри технологической аппаратуры;
 - применяемые, обращающиеся и получаемые вещества не обладают способностью быстро и спонтанно полимеризоваться, реагировать с водой, саморазогреваться, не склонны к произвольному термическому разложению при высоких температурах и давлениях;
 - не применяются продукты и теплоносители, несовместимые между собой;
 - не применяются твердые и дисперсные вещества, образующие взрывоопасные пыли;
 - отсутствуют продукты производства, требующие нейтрализации при разливах и авариях;
 - насосное оборудование расположено в открытых насосных;
 - на территории установки отсутствуют открытые траншеи, предусмотрено твердое покрытие территории;
 - установленное оборудование не является источником повышенного шума, вибрации и загазованности в зоне его обслуживания при соблюдении требований и правил монтажа и эксплуатации;
 - требуемые показатели надежности оборудования и трубопроводов достигаются за счет запасов прочности и обеспечения коррозионной стойкости путем применения соответствующего материального исполнения с учетом возможных наиболее неблагоприятных режимов его эксплуатации;
 - величина расчетного давления вновь установленных аппаратов превышает рабочее давление на величину, соответствующую требованиям нормативной документации;
 - на аппаратах, где возможно повышение давления до максимально допустимого установлены предохранительные клапаны. Расчёт и выбор предохранительных клапанов выполнен в соответствии с требованиями нормативной документации;
 - компоновка оборудования на установке принята с учетом возможности проветривания, обеспечения свободного подъезда и доступа для его обслуживания и ремонта;
 - на наружной установке, где расположено оборудование со взрывопожароопасными продуктами, предусмотрены датчики загазованности, сигналы от которых поступают в операторную;
 - для изоляции печи от газовой среды при авариях на открытых площадках выполнена паровая завеса, включающаяся дистанционно по сигналу загазованности на наружной установке;
 - для предупреждения людей об аварийной ситуации предусмотрено:
 - громкоговорящая связь;
 - звуковая сигнализация за 30 секунд до включения паровой завесы у печей;
 - пожарные извещатели.
- Взаимное расположение зданий и сооружений установки, их объемно-планировочные решения и размещение оборудования приняты в соответствии с технологическим процессом и соблюдением требований СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий», СНиП

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
----------------------	--	--	--	--

РК 2.02-05-2002 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», требований «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

Компоновка оборудования, расположение зданий, сооружений и эстакад приняты с учетом возможности проветривания, обеспечения свободного подъезда и доступа для обслуживания и ремонта с использованием подвижных грузоподъемных средств, механизированного инструмента и приспособлений. Установка размещается на генплане предприятия с ровным рельефом местности и с преимущественным направлением ветра от стационарных источников огня (печи, трансформаторная подстанция, электропомещения) и от помещения управления (операторной), которые удалены от возможных зон локальной загазованности на нормативные расстояния согласно действующих правил.

Безопасная работа на установке в целом зависит от квалификации персонала, а также от строгого соблюдения правил техники безопасности, пожарной безопасности, технологического регламента.

К работе на установке допускаются только лица, прошедшие необходимую подготовку, инструктаж по технике безопасности и сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе. Все действующие на установке инструкции и положения по технике безопасности, нормативно-техническая документация на продукцию, технологический регламент должны быть на рабочем месте. Их знание и выполнение необходимо постоянно контролировать.

Предложенный комплекс проектных технических решений и мер позволяет обеспечить достаточную надежность, эффективность и способность безопасной эксплуатации объекта с необходимой степенью защиты окружающей природной среды при условии соблюдения норм и правил эксплуатации обслуживающим персоналом объекта.

10.5.6 Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей

Планирование мероприятий по эвакуации персонала в безопасные места, ведется организациями заблаговременно с учетом угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций и очагов поражения. При вводе в эксплуатацию проектируемого объекта должен быть разработан «План ликвидации аварий», в котором с учетом специфических условий производства включаются способы и маршруты движения персонала при эвакуации.

Места сбора должны располагаться за пределами зон поражения опасными факторами, возникающими впоследствии аварийных ситуаций техногенного характера. Данные места оборудуются специальными знаками.

10.5.7 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного характера инженерная защита территории производственной базы

В целях защиты населения, территорий и организаций от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера центральными и местными исполнительными органами, организациями планируются и проводятся следующие мероприятия:

- разработка перспективных и текущих планов по защите населения, населенных пунктов и организаций от чрезвычайных ситуаций и планов по их ликвидации;
- комплекс мероприятий по повышению устойчивости функционирования отраслей, объектов и обеспечению безопасности рабочего персонала в чрезвычайных ситуациях;
- создание и поддержание в постоянной готовности систем оповещения (в том числе локальных) и связи;
- создание, подготовка и поддержание в готовности к применению сил и средств по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, применения современных

Взам. инв. №						
	Подп. и дата					
Взам. инв. №						
	Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата					
01-2024-01-ПЗ						Лист
						92

средств поражения, оказание помощи пострадавшим;

- планирование застройки территорий с учетом возможных наводнений, селей, оползней и других опасных экзогенных явлений;

- создание резерва временного жилья для населения, оставшегося без крова при чрезвычайных ситуациях;

- организация системы мониторинга, оповещения населения и хозяйствующих субъектов о чрезвычайных ситуациях;

- создание запасов продовольствия, медикаментов и материально-технических средств на объектах жизнеобеспечения.

- В целях защиты населения, территорий и организаций заблаговременно проводится следующий комплекс мероприятий Гражданской обороны:

- развитие республиканской системы сейсмологических наблюдений и прогноза землетрясений;

- научное прогнозирование, оценка сейсмической опасности и сейсмическое микрорайонирование территории республики;

- разработка строительных норм и правил с учетом сейсмической опасности;

- научное обоснование расчетов и проектирование эффективных конструкций сейсмостойких зданий и сооружений и надежного функционирования объектов хозяйствования;

- осуществление контроля за качеством строительства сейсмостойких зданий и сооружений; обеспечение сейсмостойкости и надежного функционирования зданий и сооружений существующей застройки;

- регулирование застройки территорий с учетом возможных сейсмических воздействий.

При ликвидации последствий землетрясения проводятся следующие мероприятия:

- получение информации о землетрясении, принятие решения и доведение его до регионов, органов управления, организаций, населения;

- организация управления спасательными и другими неотложными работами, а также их материально-техническое обеспечение;

- руководство действиями сил и средств Гражданской обороны, придаваемыми силами и средствами, другими мероприятиями, согласно плану Гражданской обороны, раздел "Землетрясение".

Руководители центральных, местных представительных и исполнительных органов, органов местного самоуправления, организаций всех форм собственности в целях защиты населения и снижения экономического ущерба от возможных землетрясений заблаговременно обязаны:

- организовывать проведение сейсмического районирования и оценку сейсмической опасности на подведомственных территориях, на которых расположены объекты, представляющие повышенную опасность для населения и окружающей среды, а также в районах интенсивной нефте-, газодобычи и подземных выработок;

- проводить работы по антисейсмическому усилению зданий и сооружений, прежде всего жилых домов, школ, детских дошкольных учреждений, больниц, других зданий, сооружений с массовым пребыванием людей и объектов жизнеобеспечения (тепло-, водо-, газо-, энергоснабжения и связи, канализации), химических и взрывоопасных производств;

- предусматривать при проведении капитальных ремонтов не сейсмостойких зданий и сооружений обязательное антисейсмическое усиление их строительных конструкций;

- не допускать строительства зданий и сооружений без принятия специальных мер по обеспечению их сейсмостойкости, а также строительства в зонах тектонических разломов,

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
Лист				
93				

неблагоприятных грунтовых условиях и на оползне опасных склонах.

В целях ликвидации последствий землетрясения руководители центральных и местных исполнительных органов, и организаций всех форм собственности обязаны:

- организовать проведение спасательных работ и оказание первой медицинской помощи пострадавшим;

- осуществлять сбор и представление в вышестоящие органы и населению информацию о силе землетрясения, разрушениях, потерях и принимаемых мерах по ликвидации его последствий; организовать ликвидацию последствий землетрясения и другие мероприятия жизнеобеспечения населения.

- Защита населения, территорий и организаций от наводнений антропогенного генезиса, вызванных или усиленных подпорами от мостов, гидротехнических сооружений, прорывом вышерасположенных плотин, моренных озер, разрушением береговых дамб, а также наводнений от ветровых нагонов и повышений уровня моря предусматривает подготовку и проведение комплекса мероприятий по предотвращению или максимальному снижению их воздействия на людей и экономический потенциал республики, области, города, района.

Комплекс мероприятий по защите населения, территорий и организаций включает:

- научные исследования и прогнозирование возможных последствий от наводнений, изменений уровней крупных водоемов;

- проектирование, строительство и эксплуатацию защитных гидротехнических и иных сооружений;

- планирование застройки территорий с учетом результатов научных исследований изменения уровня крупных водоемов;

- Организация в пределах своей компетенции обязана:

- обеспечивать развитие научных основ и методов прогноза динамики уровней поверхности крупных водоемов;

- организовывать и контролировать качество строительства защитных гидротехнических и иных сооружений в зонах возможных наводнений;

- не допускать отвода земельных участков под застройку объектов для хозяйственных нужд без учета соответствующих нормативных актов в зонах возможных наводнений, затоплений и подтоплений;

- обеспечить постоянный мониторинг земель, почвенного и растительного покрова и подземных вод в прибрежных зонах крупных водоемов.

- Защита организации от применения современных средств поражения предусматривает подготовку и проведение комплекса мероприятий по предотвращению или максимальному снижению воздействия на людей и производство поражающих факторов современных средств поражения.

- Комплекс мероприятий по защите от современных средств поражения включает:

- непрерывное наблюдение и лабораторный контроль за радиоактивным, химическим и бактериологическим заражением территории и объектов;

- создание и поддержание в готовности системы оповещения людей об угрозе применения современных средств поражения, радиоактивного, химического, бактериологического заражения и катастрофического затопления;

- укрытие населения в защитных сооружениях;

- применение средств индивидуальной защиты и медицинских средств защиты;

- применение режимов защиты людей на зараженной территории;

Взам. инв. №
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

- проведение специальных профилактических и санитарно-гигиенических медицинских мероприятий;
- обучение населения способам защиты от современных средств поражения;
- принятие мер по защите и недопущению к употреблению населением зараженного продовольствия и воды;
- подготовка и проведение работ по ликвидации последствий применения современных средств поражения.

Основными способами защиты являются:

- укрытие в защитных сооружениях;
- применение средств индивидуальной защиты и медицинских средств защиты.

Применение средств индивидуальной защиты и медицинских средств защиты может снизить или предотвратить воздействие отдельных поражающих факторов современных средств поражения. Средства индивидуальной защиты предназначаются для защиты от воздействия радиоактивных, отравляющих и ядовитых сильнодействующих веществ, бактериальных средств и предотвращения ожогов и разделяются на средства защиты органов дыхания и средства защиты кожи.

Медицинские средства защиты предназначаются для предупреждения или ослабления воздействия поражающих факторов современного оружия. К ним относятся радиозащитные препараты, антитоды и другие противобактериальные средства из индивидуальной аптечки, пакет перевязочный медицинский и индивидуальный противохимический пакет. Применение средств индивидуальной защиты и медицинских средств защиты является надежным, а в большинстве случаев, единственным способом защиты при проведении спасательных и других неотложных работ.

Укрытие людей в противорадиационных укрытиях может быть надежным только в сочетании с применением индивидуальных и медицинских средств защиты.

Эффективность и своевременность применения основных способов защиты объекта хозяйствования от современных средств поражения обеспечивается целым рядом четко организованных мероприятий Гражданской обороны, к которым относятся:

- оповещение об угрозе непосредственного нападения противника;
- радиационная, химическая и бактериологическая разведка, дозиметрический и химический контроль;
- защита продовольствия и водоисточников, соблюдение режимов радиационной защиты;
- проведение противоэпидемических и санитарно-гигиенических мероприятий, санитарной обработки и обеззараживания;
- подготовка работающих по гражданской обороне.

Оповещение о применении противником современных средств поражения и необходимости принятия защитных мер организуется заблаговременно. Для этой цели используется единый предупредительный сигнал Гражданской обороны "Внимание всем!".

В военное время при угрозе нападения противника и возникновении воздушной, химической, радиационной, бактериологической опасности используются также специальные сигналы гражданской обороны "Воздушная тревога", "Отбой воздушной тревоги", "Радиационная опасность", "Химическая тревога".

Сигналы доводятся органами управления Гражданской обороны по средствам оповещения, включенным в централизованную систему оповещения, а также с использованием электросирен, сетей проводного и радио- и телевизионного вещания, подвижных громкоговорящих установок и других сигнальных средств.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

10.5.8 Мероприятия по защите от проявлений молний

Система заземления производственной базы спроектирована на основании требований ПУЭ РК, СН РК 2.04-29-2005 и других нормативных документов, обеспечивает надежное заземление всего электрического и технологического оборудования, выравнивание электрических потенциалов между площадками и сооружениями.

Заземляющие устройства предназначены для:

- защиты от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений,
- защиты от статического электричества,
- защиты от заноса высокого потенциала по подземным и наземным (надземным) коммуникациям,
- защитного уравнивания потенциалов.

Мероприятия по устройству молниезащиты определяются согласно требованиям «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений – СН РК 2.04-29-2005». Производственные здания, помещения и наружные установки производства дорожных битумов относятся к взрывоопасным наружным установкам (зоны -1г по ПУЭ) и по тяжести возможных последствий поражения молнией попадают во II уровень молниезащиты, где удар молнии создает опасность взрыва при технологической аварии, срабатывании дыхательных или аварийных клапанов. При этом, согласно данных таблицы 8 СН РК 2.04-29-2005, минимально доступный уровень надежности защиты, или эффективность системы молниезащиты будет составлять 0,8 – 0,95. Следовательно, система молниезащиты выполняется по II категории с зоной защиты стержневых молниеприемников – Б.

Для защиты от прямых ударов молнии используются естественные молниеприемники (металлоконструкции эстакад, зданий, технологические аппараты и трубы при толщине металла не менее 4 мм). Установка молниеприемников на металлоконструкциях аппаратов поз. F1201, T1201, T1202, T1101, T1102 и на дымовой трубе полностью обеспечивает молниезащиты технологической установки ЭЛОУ-АВТ. Резервуары сырья и битумов, сливо-наливная эстакада, здание трансформаторной подстанции и ГРПШ, насосные сырья, гудрона и битума защищены стержневыми молниеприемниками типа МСС-3-10. Ряд зданий и сооружений защищаются молниеприемной сеткой, расположенной на кровле с негорючей теплоизоляцией. На складах твердого битума, здании водоподготовки и предварительной очистки сточных вод в качестве молниеприемной сетки используются металлические фермы и прогоны кровли. Высота и месторасположение молниеприемников, зоны защиты приведены на чертеже ЭС-93.

Защита сооружений и установок от вторичных проявлений молнии осуществляется путем присоединения к заземляющему устройству электроустановок металлических корпусов всего технологического оборудования, аппаратов и вводов внешних коммуникаций. Отдельные технологические аппараты горизонтальной или вертикальной установки должны заземляться не менее чем в двух точках. Эстакады с трубопроводами заземляются по трассе не более чем через 200 м, а также на вводе в сооружение и на ближайшей опоре к сооружению. С целью уравнивания электрических потенциалов строительные и производственные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы всех назначений, металлические корпуса оборудования и т.д. присоединяются к сети защитного уравнивания потенциалов (заземлению).

Для выравнивания электрических потенциалов и обеспечения присоединения электрического и технологического оборудования предусматривается общее заземляющее устройство. В качестве заземлителей применяются вертикальные электроды диаметром 16 мм, длиной 5 м и соединительной горизонтальной стальной оцинкованной полосы размером 40×4 мм. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ				
----------------------	--	--	--	--

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным коммуникациям выполняется путем их присоединения на вводе в здание и на ближайшей к вводу в здание опоре эстакады к контуру заземления.

Защита от статического электричества выполняется в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности».

Защите от статического электричества подлежат все трубопроводы, резервуары, технологическое оборудование, на котором возможно возникновение статического электричества.

Заземление является основным и достаточным способом устранения опасности от статического электричества.

10.6 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМ И СТАНДАРТОВ

№ нормативного документа и дата принятия	Название документа
Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года, № 188-V ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.07.2021 г.)	«О гражданской защите»
Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 2 июля 2020 года № 494 (с изменениями от 21.01.2021 г.)	«Об утверждении Правил информирования, пропаганды знаний, обучения населения и специалистов в сфере гражданской защиты»
Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 24 октября 2014 года № 732 (с изменениями по состоянию на 13.12.2019 г.)	«Об утверждении объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны» (с изменениями от 20.10.2015 г.)
Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 29 мая 2014 года № 258 (с изменениями по состоянию на 03.05.2019 г.)	«Об утверждении структуры планов гражданской обороны и планов действий по ликвидации чрезвычайных ситуаций»
Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 18 июня 2014 года № 303 (с изменениями от 13.12.2019 г.)	«Об утверждении Положения о республиканских службах гражданской защиты»
Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 20 мая 2014 года № 235 (с изменениями от 13.12.2019 г.)	«Об утверждении учебной программы подготовки руководителей, специалистов органов управления и сил гражданской защиты, обучения населения способам защиты и действиям при возникновении чрезвычайных ситуаций и военных

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №
Взам. инв. №		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

97

	конфликтов или вследствие этих конфликтов»
Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 29 мая 2014 года № 260	«Инструкция по определению потребности в средствах гражданской защиты»
Постановление Правительства Республики Казахстан от 26 ноября 2020 года № 796	«Об утверждении порядка, видов и объема медицинской помощи населению при чрезвычайных ситуациях, введении режима чрезвычайного положения»
Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 г. № 355 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.)	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности

Взам. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №
Взам. инв. №		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

01-2024-01-ПЗ

Лист

98