



Товарищество с ограниченной ответственностью
«Инженерный центр»

«Buzachi Operating Ltd»

**«Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения
Северные Бузачи при промышленной разработке.
55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные
станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и
внутрипромысловые трубопроводы.
Электрообеспечение»**

Рабочий проект

Том II

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Объект: № 2024/1085/00/S-18/2-00

Инв.: № 03-01/362

Экз.: № 1

Директор

Главный инженер проекта



Гулегенов А.Л.

Самарина В.В.

Ақтау 2025

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Специалисты	Подпись	Ф.И.О.
ГИП		Самарина В.
Ведущий инженер-технолог		Мурзабекова Р.
Начальник отдела по генплану и автодорогам		Кубешова Е.
Начальник строительного отдела		Сванидзе О.
Ведущий специалист отдела электроснабжения		Матжанова Г.
Ведущий инженер по КИПиА		Кириллов В.

Документ является собственностью ТОО «Инженерный центр» и носит конфиденциальный характер. Содержание данного документа не может воспроизводиться целиком или по частям, либо передаваться третьим лицам, не являющимися сотрудниками предприятия, без предварительного согласования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. СОСТАВ ПРОЕКТА 1

2. ОБЩАЯ ЧАСТЬ 2

2.1. Введение 2

2.2. Краткая характеристика района 3

2.3. Существующее положение 5

2.3.1. Обустройство эксплуатационных скважин 5

2.3.2. Выкидные линии 5

2.3.3. Нефтегазосборные сети 6

2.3.4. Газосборные сети 6

2.3.5. Манифольдные станции МС 6

2.3.6. Замерные установки ЗУ 6

2.3.7. Перекачивающие станции ПС 7

2.3.8. Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) 7

2.3.9. Система поддержания пластового давления (СППД) 8

2.3.10. Насосная станция КТО 9

2.3.11. Снабжение пресной водой 9

2.3.12. Электроснабжение 9

2.3.13. Сооружения гражданского и бытового назначения 10

2.3.14. Система связи 10

2.4. Основные проектные решения 10

2.4.1. Генеральный план 10

2.4.2. Архитектурно-строительные решения 11

2.4.3. Технологические решения 11

2.4.4. Водоснабжение. Водоотведение. Пожаротушение 12

2.4.5. Электроснабжение и электрооборудование 12

2.4.6. Автоматизация технологических процессов 12

2.4.7. Система связи 13

2.5. Бытовое и медицинское обслуживание 13

2.6. Уровень ответственности проектируемых объектов 13

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН 14

Взам. инв. №		2.4.5. Электроснабжение и электрооборудование 12										
		2.4.6. Автоматизация технологических процессов..... 12										
Подп. и дата		2.4.7. Система связи 13										
		2.5. Бытовое и медицинское обслуживание 13										
		2.6. Уровень ответственности проектируемых объектов 13										
		3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН 14										
								2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ				
		Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Инв. № подл.		Разраб.		Самарина В.			09.2025	«Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение». Общая пояснительная записка		Стадия	Лист	Листов
		Пров.					РП			1		
		Нач. отд.					ТОО «Инженерный центр» г. Актау					
		Н. контр.										
		ГИП		Самарина В.			09.2025					

3.1.	Введение	14
3.2.	Физико-географическая характеристика района работ.....	14
3.3.	Планировочные решения	18
3.3.1.	Проектируемые площадки скважин.....	20
3.3.2.	Проектируемые площадки манифольдных станций	20
3.3.3.	Модернизация существующих площадок манифольдных станций	20
3.3.4.	Проектируемые площадки под опор линий электропередачи	21
3.4.	Организация рельефа.....	21
3.5.	Инженерные сети	21
4.	АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ	22
4.1.	Введение	22
4.2.	Характеристика площадки строительства.....	22
4.3.	Технические решения.....	23
4.3.1.	План подъездных автодорог	24
4.3.2.	Продольный профиль	26
4.3.3.	Земляное полотно	26
4.3.4.	Дорожная одежда.....	26
4.3.5.	Пересечения и примыкания	26
4.3.6.	Организация безопасности движения.....	27
4.3.7.	Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии при строительстве площадок и дорог	27
4.3.8.	Организация строительства	27
5.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	29
5.1.	Введение	29
5.2.	Исходные данные для технологических расчетов.....	29
5.3.	Проектируемые сооружения.....	32
5.3.1.	Обустройство устьев добывающих скважин	33
5.3.2.	Обустройство устьев водонагнетательных скважин	40
5.3.3.	Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных	42
5.3.4.	Манифольдные станции	43
5.3.5.	Модернизация существующих манифольдных станций	45
5.3.6.	Выкидные линии добывающих скважин.....	47

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			2

9.2.	Проектные решения по системе связи	73
10.	ПОЖАРОТУШЕНИЕ	74
11.	ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ	75
11.1.	Общие положения.....	75
11.2.	Характеристика запроектированных объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности.	75
11.3.	Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства	76
11.3.1.	Технологические решения по обеспечению безопасности производства	76
11.3.2.	Планировочные и архитектурно-строительные решения	77
11.3.3.	Решения по водоснабжению и канализации.....	77
11.4.	Технические решения по обеспечению пожарной безопасности	77
11.5.	Радиационная безопасность.....	77
11.6.	Защита персонала при возможных аварийных ситуациях.....	77
11.6.1.	Защита персонала	77
11.6.2.	Страхование жизни	78
11.7.	Основные требования безопасности при эксплуатации объектов.....	78
12.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	80
12.1.	Мероприятия по гражданской обороне	80
12.1.1.	Общие положения	80
12.1.2.	Краткие сведения об объектах проектирования.....	80
12.1.3.	Сведения по опасности проектируемых объектов и сооружений	81
12.1.4.	Характеристика обращающихся в технологическом процессе веществ	81
12.1.5.	Сведения по размещению объектов относительно природных источников экстремальных ситуаций	82
12.1.6.	Расстояние до близлежащих населенных пунктов	83
12.1.7.	Обоснование категории объектов по гражданской обороне.....	83
12.1.8.	Численность наибольшей работающей смены	83
12.1.9.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.....	83
12.1.10.	Решения по системе управления, оповещения	84

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

12.1.11. Мероприятия Гражданской обороны по защите объектов от современных средств поражения	84
12.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	85
12.2.1. Общие положения	85
12.2.2. Определение границ зон возможной опасности.....	85
12.2.3. Опасные сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций техногенного характера на проектируемых объектах	85
12.2.4. Сценарий развития возможных чрезвычайных ситуаций на объектах и сооружениях	86
12.2.5. Зоны поражения незащищенных людей при авариях по рассмотренным сценариям на проектируемых объектах.....	87
12.2.6. Мероприятия по уменьшению последствий возможных чрезвычайных ситуаций	87
12.2.7. Защита объектов от опасных природных процессов	88
12.2.8. Решения по обеспечению безопасности производства.....	88
12.2.9. Решения по обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования	89
12.2.10. Решения по обеспечению надежного электроснабжения	89
12.2.11. Решения по защите от пожаров	90
12.2.12. Решения по обеспечению защиты персонала	90
12.2.13. Решения по обеспечению охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.....	91
12.2.14. Решения по организации эвакуационных мероприятий	91
12.2.15. Защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций техногенного характера	91
13. НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	93

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			5

1. СОСТАВ ПРОЕКТА

ОБЪЕКТ (инв. №)	НАИМЕНОВАНИЕ	МАРКА				
	Том I					
2024/1085/00/S-18/2-00	Паспорт проекта	ПП				
	Том II					
2024/1085/00/S-18/2-00	Общая пояснительная записка	ОЧ	ГП	АД	ТХ	ППД
		АС	ЭС	ПТ	АТХ	СС
		ОТ,ТБ	ГО,ЧС			МОПБ
	Том III. Чертежи					
2024/1085/00/S-18/2-01	Площадки скважин и манифольдных станций	ГП				
2024/1085/00/S-18/2-02	Подъездные автодороги	АД				
2024/1085/00/S-18/2-03	Обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин	ГП	ТХ	АС	ЭОМ	АТХ
2024/1085/00/S-18/2-04	Перевод существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных		ТХ	АС		АТХ
2024/1085/00/S-18/2-05	Манифольдная станция МС-23/7	ГП	ТХ	АС	ЭС	
2024/1085/00/S-18/2-06	Модернизация существующих манифольдных станций	ГП	ТХ	АС	ЭМ	
2024/1085/00/S-18/2-07	Выкидные и нагнетательные линии. Нефтеборные сети. Внутрипромысловые трубопроводы системы ППД.	ТХ				
2024/1085/00/S-18/2-08	Внеплощадочные сети электроснабжения	ЭС	АС			
	Том IV					
2024/1085/00/S-18/2-00	Проект организации строительства	ПОС				
	Том V					
2024/1085/00/S-18/2-00	Охрана окружающей среды	ООС				
	Том VI					
2024/1085/00/S-18/2-00	Инженерные изыскания	ИИ				
	Том VII					
2024/1085/00/S-18/2-00	Сметная документация	СМ				

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	
--------------	--

						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Самарина В.				09.2025	Стадия	Лист	Листов
Пров.						РП	1	
Нач. отд.						ТОО «Инженерный центр» г. Актау		
Н. контр.								
ГИП	Самарина В.				09.2025	«Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение». Общая пояснительная записка		

2.1. ВВЕДЕНИЕ

– договора № 2024/1085/00/S (Заявка № 04) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;

- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;

– СН РК 1.02-03-2022 - Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции». Приложение 4 к приказу МЗ РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 11 февраля 2022 года № КР ДСМ-13;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденные приказом МЗ РК № КР ДСМ-72 от 03.08.2021 года»;

- инженерно-геологическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Инженерный центр» в августе 2025 г;

- инженерно-геодезическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Инженерный центр» в августе 2025 г;

- составом и физико-химическими свойствами добываемой нефти, пластовой воды и газа.

Заказчиком проекта является компания «Buzachi Operating, Ltd». Заказчик имеет Лицензию на право пользования недрами в Республике Казахстан, выданную 14 ноября 1996 г. Правительством Республики (Серия МГ № 967 (нефть)), на основании которого подписан Контракт на добычу углеводородов с Министерством энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан (Регистрационный номер 62 от 29 мая 1997 г.).

Проектной организацией является ТОО «Инженерный центр».

Вид строительства – новое.

Продолжительность строительства: 18 месяцев.

Генподрядная организация будет определена на тендерных условиях после завершения проектирования.

Целью проекта является строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу и транспорт продукции скважин.

Данный проект предусматривает:

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6;
- выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов.
- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Целью проекта является строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечение дополнительных дополнительных добычу и транспорт продукции скважин. Данный проект предусматривает: 1-й пусковой комплекс: - обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1; - модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6; - выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов. - обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;								
						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ		Лист
								2
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 7 проектируемых водонагнетательных скважин;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568;
- манифольдные станции MC-12/5, MC-22/7;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до проектируемых манифольдов;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых MC-12/5, MC-22/7 до MC-12, 3У-22 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1, 3У-22 до проектируемых манифольдов MC-12/5, MC-22/7.

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188;
- манифольдная станция MC-East2;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS24/1, MC-17/4, MC-GS9/2;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов и проектируемого манифольда.
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемой MC-East2 до MC-12 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемого манифольда до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1 до проектируемого манифольда MC-East 2.
- Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037К, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1Н, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3Н, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3Н.

2.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Месторождение Северные Бузачи расположено на севере полуострова Бузачи в прибрежной зоне Каспийского моря и находится в 245 км к северу от г. Актау.

Административно месторождение входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Северо-западная часть полуострова представляет собой равнину с отметками поверхности от –19 м до –28 м. Характерной особенностью ландшафта является развитая четвертичные отложения, представленные морскими и континентальными песчано-глинистыми породами.

Климат района строительства резко континентальный. Лето сухое, жаркое, температура воздуха достигает

Изм. Лист № докум. Подп. Дата					2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист 3
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Инт. № подл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	
2.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА Месторождение Северные Бузачи расположено на севере полуострова Бузачи в прибрежной зоне Каспийского моря и находится в 245 км к северу от г. Актау. Административно месторождение входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан. Северо-западная часть полуострова представляет собой равнину с отметками поверхности от −19 м до −28 м. Характерной особенностью ландшафта является развитая четвертичные отложения, представленные морскими и континентальными песчано-глинистыми породами. Климат района строительства резко континентальный. Лето сухое, жаркое, температура воздуха достигает						

+44,8 °С. Зима малоснежная с понижением температуры до –26,4 °С. Атмосферные осадки, в основном, приходятся на осенне-зимний период.

Район строительства характеризуется сильными ветрами и пыльными бурями; число дней в году с сильными ветрами (более 15 м/с.) составляют – 45. Для района строительства характерны частые, сильные ветры северо – восточного и восточного направлений. Наибольшую повторяемость, в осенне–зимний период имеют ветры восточного и юго–восточного направлений.

Климатические характеристики и условия:

- климатический район строительства IVГ;
- дорожно-климатическая зона V;
- наиболее холодный месяц январь;
- абсолютная минимальная температура воздуха -26,4 °С;
- наиболее жаркий месяц июль
- абсолютный максимум температуры воздуха +44,8 °С;
- по требованию к дорожно-строительным материалам мягкие;
- по требованиям к бетону мягкие;
- толщина снегового покрова 20 см;
- среднегодовое число осадков 172 мм;
- нормативное снеговое давление для I снегового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017* – 0,8 кПа
- нормативное ветровое давление для IV ветрового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017* - 0,77 кПа.
- Расчетная глубина промерзания грунтов:
- для суглинков и глин 0,98 м;
- для песков 1,27 м.

Ближайший населенный пункт - поселок Шетпе, где находится железнодорожная станция, расположен в 120 км. от месторождения Северные Бузачи. Областной центр – г. Актау находится от месторождения в 245 км. Автомобильные дороги соединяют промыслы Каламкас и Каражанбас с поселком Шетпе и городами Форт-Шевченко и Актау.

В геоморфологическом отношении территория, по которой размещены запроектированные объекты и проходят трассы выкидных линий и нефтяного коллектора представляет собой пониженную, слабо расчлененную, полого наклоненную в сторону моря равнину. Литология представлена четвертичными отложениями, представленные морскими и континентальными песчано-глинистыми породами, образующие плавные переходы в рельефе.

Встречаются местные бессточные понижения глубиной до 0,4 м, которые заполняются во время дождей и снеготаяния. В другое время эти участки пересыхают.

Таким образом, равнинный рельеф района в целом благоприятствует строительству.

Геолого-литологический разрез, вскрытый скважинами на глубину 6,0 м от дневной поверхности, представлен супесями, песком, суглинками, глинами.

В процессе инженерно-геологической разведки вскрыт горизонт подземных грунтовых вод на глубине 0,7÷1,3 м. Водовмещающими породами являются все литологические разности, которые образуют единый водоносный комплекс. По характеру циркуляции подземные воды поровые, гидродинамический режим безнапорный. Питание водоносный горизонт получает за счет атмосферных осадков и регионального притока с соседних участков. Во время обильных осадков или нагонных явлений (Каспийского моря) возможен подъем УГВ.

Подземная вода представлена слабыми рассолами с минерализацией 110240 мг/дм³. Тип воды сульфатно-

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.							Лист
								2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	4		
	Изм.		Лист		№ докум.	Подп.	Дата				

стекловолоконных труб условным диаметром 3", 4" и 6". Глубина заложения - 1,0 м-2,2 м до верха трубы. Рабочее давление выкидных линий – 1,6 МПа.

2.3.3. Нефтегазосборные сети

Нефтегазосборные сети предназначены для транспорта продукции нефтяных скважин от МС до ЗУ, ПС, УПСВ и от ЗУ, ПС, УПСВ до ЦППН.

Нефтегазосборные сети выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб диаметром 6", 8", 10". Глубина заложения – 1,0÷2,2 м до верха трубы. Рабочее давление нефтегазосборных сетей – 1,6 МПа.

2.3.4. Газосборные сети

Газосборные сети предназначены для транспорта попутного нефтяного газа от ЗУ, ПС до ЦППН, ЗУ-6, МС-8, до полной утилизации нефтяного газа, путем использования на собственные нужды. Данный момент подключены существующие замерные установки ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-5, ЗУ-9, ЗУ-10, ЗУ-11, ЗУ-12, и перекачивающие станции ПС-13, ПС-15, ПС-17, ПС-18, ПС-19, ПС-21, ПС-22 и ПС-23 к общим газосборным коллекторам.

Газосборные сети выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб диаметром 4", 6" 1000 PSI. Рабочее давление газосборных сетей – 0,3-0,5 МПа.

2.3.5. Манифольдные станции МС

Установленные на месторождении манифольдные станции (МС) предназначены для сбора продукции подключаемых удаленных скважин и замера их дебита. В состав МС входят эксплуатационный манифольд диаметром 323,9 мм (12"), тестовый и пластовый манифольды диаметром 168,3 мм (6") и дренажный коллектор диаметром 114,3 мм (4").

В некоторых манифольдных станциях установлен счетчик жидкости с гидроциклоном.
Выкидные линии от скважин подключены к эксплуатационному и тестовому манифольду.
Манифольдная станция МС-8 предназначена для подогрева пластовой воды.

В состав МС-8 входит следующее оборудование и сооружения:

- площадка манифольда;
- печи подогрева пластовой воды;
- газовый сепаратор;
- емкость сбора конденсата;
- продувочная свеча.

2.3.6. Замерные установки ЗУ

Замерные установки (ЗУ) предназначены для сбора продукции скважины от МС и эксплуатационных скважин, предварительной сепарации и подачи нефти на ЦППН.

В состав ЗУ входит следующее оборудование и сооружение:

- площадка манифольда;
- площадка тестового сепаратора-подогревателя;
- резервуарный парк;
- площадка насосов откачки нефти;
- площадка камеры пуска скребка (на ЗУ-2, -3, -5);
- площадка насосов слива нефти и воды пластовой;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Взам. инв. №	Лист
						Подп. и дата	6
						Инов. № подл.	

- площадка загрузки автоцистерн;
- площадка дренажной емкости;
- площадка сбора конденсата;
- совмещенный факел для сжигания газа;
- площадка газобаллонной установки.

2.3.7. Перекачивающие станции ПС

Перекачивающие станции предназначены для сбора продукции скважин от МС и эксплуатационных скважин. На ПС происходят замер и дегазация нефти. Выделившийся газ частично используется на собственные нужды, оставшаяся часть подается на газосборную сеть, а нефть после сепарации через накопительные емкости по нефтесборным коллекторам поступает на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), где производится дальнейшая подготовка нефти с доведением ее до товарной кондиции.

В состав ПС входит следующее оборудование:

- тестовый и эксплуатационный манифольды;
- подогреватели нефти и воды;
- эксплуатационный сепаратор;
- газовый сепаратор 1-ой ступени;
- газовый сепаратор 2-ой ступени;
- воздушный охладитель;
- буферные резервуары;
- насосы для перекачки нефти в нефтегазосборную сеть;
- дожимные насосы;
- пескопромывочный насос;
- дренажная емкость;
- песколовушка;
- совмещенный факел высокого и низкого давления;
- факельный сепаратор высокого давления;
- газовые расширители высокого и низкого давления;
- узел сбора конденсата факельного газопровода низкого давления;
- газобаллонная установка.

2.3.8. Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН)

Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) предназначен для сбора нефти с добывающих скважин и ГЗУ, подогрева, обезвоживания и дегазации нефти для последующей транспортировки в магистральный нефтепровод КазТрансОйл. Мощность ЦППН рассчитана на производительность – 40 000 бар/сут.

В состав основного оборудования технологической части ЦППН входят:

- входные манифольды;
- резервуары для замера нефти $V = 63 \text{ м}^3$;
- площадка приема скребка выкидных линий Ду 100, 150, 200;
- подогреватели сырой нефти;
- резервуар отстойник $V = 80 \text{ м}^3$;
- резервуары водоотделители $V = 1000 \text{ м}^3$;
- резервуары промежуточного сбора сырой нефти $V = 1000 \text{ м}^3$;
- насосы откачки водонефтяной жидкости;
- площадка камеры запуска скребка;
- дренажные емкости;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- тестовый сепаратор;
- факел;
- факельный сепаратор;
- блок операторной;
- блок управления;
- дожимные насосы для откачки нефти;
- насосы для перекачки сырой нефти;
- теплообменники сырой нефти;
- сепаратор-подогреватель;
- электродегидратор;
- насосы подачи воды на обессоливание и насоса для промывки оборудования;
- подогреватель технической воды;
- резервуары товарной нефти объемом по 3000 м³;
- дожимные насосы товарной нефти и насоса некондиционной нефти;
- площадка подогрева топливного газа;
- блоки закачки химических реагентов;
- факельный сепаратор высокого давления с дренажной емкостью;
- газобаллонная установка для розжига факела;
- совмещенный факел для сжигания газа;
- компрессорная установка воздуха КИП.
- химическая лаборатория.

2.3.9. Система поддержания пластового давления (СППД)

Система поддержания пластового давления предназначена для сбора, подготовки и закачки пластовой воды в нефтеносный пласт, и включает в себя:

- резервуар сбора пластовой воды (1-я ст. сбора нефти);
- резервуар сбора пластовой воды (2-я ст. сбора нефти);
- сборник очищенной пластовой воды 400 м³;
- подпорный насос;
- фильтр;
- поршневые инжекторные насосы;
- дренажный танк;
- дренажный откачивающий насос.

Кроме того, на территории ЦППН находится оборудование и сооружения вспомогательных систем, в том числе и Системы пожаротушения:

- резервуар хранения технической воды объемом 200 м³;
- площадка хранения баллонов с пропаном;
- площадка дизельных генераторов;
- пожарное депо на две автомашины;
- септик;
- здание для хранения запаса пенообразователя для системы АПТ;
- резервуары хранения запаса воды для пожаротушения объемом 400 м³ каждый (3 шт.);
- насосная станция пожаротушения;
- лафетные стволы;
- узел приготовления пены системы АПТ;
- насосов налива нефти и пластовой воды в автоцистерны;
- площадка сбора конденсата;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			8

- сепаратор топливного газа объемом 4 м³.

2.3.10. Насосная станция КТО

Магистральная насосная станция находится на территории, примыкающей к ранее запроектированной площадке ЦППН «Северные Бузачи», предусмотрена для закачки товарной нефти в нефтепровод ЦППН «Северные Бузачи» - НПС «Каражанбас», которая имеет в своем составе следующее оборудование:

- магистральная насосная;
- резервуар сбора утечек;
- узел фильтров (2 шт.);
- узел коммерческого учета;
- устройство запуска скребка;
- резервуар дренажный;
- трансформаторная подстанция;
- прожекторные мачты;
- радиоантенна;
- эстакада трубопроводов и инженерных сетей.

2.3.11. Снабжение пресной водой

Пресная Волжская вода подается по трубопроводу из полиэтиленовых труб диаметром 3" и стекловолоконного трубопровода диаметром 6" от магистрального водовода Астрахань – Мангистау. Диаметр водовода Астрахань – Мангистау 400 мм. Точка подключения осуществлена на 248 км магистрального водовода на участке Сай-Утес – Бузачи. Диаметр врезки 100мм. Рабочее давление в точке врезки 5,5 МПа. Производительность промыслового водовода составляет 144 м³/сут.

Пресной водой обеспечивается вахтовый поселок и ЦППН для бытовых целей и производственных целей соответственно.

2.3.12. Электроснабжение

Электроснабжение месторождения «Северные Бузачи» осуществляется от ПС-220/110 кВ УРПС «Каражанбас» по двум одноцепным ВЛ-110 кВ «Северные Бузачи-1» и «Северные Бузачи-2» протяженностью 24,8 км каждая. По данным ВЛ-110 кВ напряжение подается на ПС 110/20кВ «Северные Бузачи-1». По отпайкам ВЛ-110 кВ «Северные Бузачи-2-1» и «Северные Бузачи-2-2» напряжение подается на ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2».

ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1» и ПС «Северные Бузачи-2» выполнены по блочной схеме (линия-трансформатор) с выключателями 110 кВ на вводах и секционной переключкой на стороне 110 кВ. В качестве секционной переключки используется элегазовый модуль «PASS». Мощность силовых трансформаторов:

- ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1», 2 по 10 МВА каждый.
- ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2», 2 по 25 МВА каждый.

Питание внутрипромысловой сети воздушных линий напряжением 20 кВ, осуществляется от ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1» и ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2». От данных подстанций запитаны РП-20 кВ «Центр», «Юг», «Запад», «Восток-1» и «Восток-2». Магистральная сеть воздушных линий ВЛ-20 кВ, проложена вдоль внутрипромысловых дорог.

Существующие кабельные сети по территории манифольдных станций и скважин выполнены кабелями в траншее на глубине не менее 0,7 м.

Наружное освещение территории технологических площадок осуществляется светильниками и прожекторами, установленными на опорах.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
секционной перемычки используется элегазовый модуль «PASS». Мощность силовых трансформаторов: - ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1», 2 по 10 МВА каждый. - ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2», 2 по 25 МВА каждый. Питание внутрипромышленной сети воздушных линий напряжением 20 кВ, осуществляется от ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1» и ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2». От данных подстанций запитаны РП-20 кВ «Центр», «Юг», «Запад», «Восток-1» и «Восток-2». Магистральная сеть воздушных линий ВЛ-20 кВ, проложена вдоль внутрипромышленных дорог. Существующие кабельные сети по территории манифольдных станций и скважин выполнены кабелями в траншее на глубине не менее 0,7 м. Наружное освещение территории технологических площадок осуществляется светильниками и прожекторами, установленными на опорах.						

2.3.13. Сооружения гражданского и бытового назначения

Сооружения на территории вахтового поселка предназначены для проживания и работы сотрудников Компании на месторождении для поддержания жизнедеятельности вахтового поселка. Вахтовый поселок для постоянного проживания рассчитан на 606 мест.

Перечень существующих сооружений гражданского и бытового назначения:

- здание базового лагеря - на 158 мест с офисом - на 35 мест и столовой;
- тренинг центр с офисом ПЭБ и ОТ - 7 мест;
- автостоянка;
- жилое помещение для обслуживающего персонала – на 32 места;
- офис буровиков - на 12 мест;
- химическая лаборатория;
- подпорная станция;
- транспортный цех;
- 2 дизель генератора с емкостью под солярку;
- пост охраны (20 пост);
- мачта радиосвязи высотой 37 метров и бытовое помещение;
- жилой корпус №1 - на 72 места;
- жилой корпус №2 - на 72 места;
- жилой корпус №3 - на 72 места;
- жилой корпус №4 - на 68 мест;
- жилой корпус №5 - на 105 мест;
- жилой корпус №8 - на 120 мест;
- столовая подрядчиков со складами;
- лаборатория Керна;
- станция очистки воды для хоз. нужд поселка;
- очистные сооружения;
- лаборатория водоочистки;
- печи для мусоросжигания 2 шт.;
- закрытый склад с офисом;
- территория открытого склада с контейнерами для хранения материалов.

2.3.14. Система связи

В настоящее время на месторождении Северные Бузачи имеется действующая система радиосвязи, включающая в себя стационарные (базовые), мобильные и переносные радиостанции.

2.4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

2.4.1. Генеральный план

В рамках проекта маркой генеральный план предусмотрено:

- строительство грунтовых площадок для проектируемых скважин с размерами в плане 89х54 м;
- строительство грунтовых площадок для опор линий электропередачи, размерами в плане 8х14, 11х14, 22х14 м;
- строительство грунтовой площадки для манифольдных станций МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2.

Генеральный план площадок разработан с учетом технологии производства, а также в соответствии с нормами пожаробезопасности.

Взам. инв. №	2.4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ					
	2.4.1. Генеральный план					
	В рамках проекта маркой генеральный план предусмотрено: – строительство грунтовых площадок для проектируемых скважин с размерами в плане 89х54 м; – строительство грунтовых площадок для опор линий электропередачи, размерами в плане 8х14, 11х14, 22х14 м; – строительство грунтовой площадки для манифольдных станций МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2.					
	Генеральный план площадок разработан с учетом технологии производства, а также в соответствии с нормами пожаробезопасности.					
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						10

2.4.2. Архитектурно-строительные решения

Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию сооружений.

Архитектурно-строительной частью проекта предусмотрены следующие технологические площадки:

- Обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин;
- Манifoldные станции MC-12/5, MC-22/7, MC-East 2;
- Модернизация существующих manifoldных станций;
- Внеплощадочные сети электроснабжения.

2.4.3. Технологические решения

Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт продукции скважин.

Объём проектирования по данному объекту:

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1;
- модернизация существующих manifoldных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6;
- выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин до существующих manifoldов.
- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;
- нагнетательные линии от существующих manifoldов до 7 проектируемых водонагнетательных скважин;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568;
- manifoldные станции MC-12/5, MC-22/7;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до проектируемых manifoldов;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых MC-12/5, MC-22/7 до MC-12, 3У-22 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых manifoldов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1, 3У-22 до проектируемых manifoldов MC-12/5, MC-22/7.

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188;
- manifoldная станция MC-East 2;
- модернизация существующих manifoldных станций: MC-GS24/1, MC-17/4, MC-GS9/2;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих manifoldов и проектируемого manifoldа.
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемой MC-East2 до MC-12 с подключением к

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	
							11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
И							

- существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174;
 - нагнетательные линии от существующих и проектируемого манифольда до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
 - внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1 до проектируемого манифольда МС-East2.
 - Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037К, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1Н, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3Н, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3Н.

2.4.4. Водоснабжение. Водоотведение. Пожаротушение

Решение по водоснабжению: В технологических процессах, предусмотренных на МС, не предусмотрено использование технической воды. На питьевые нужды используется привозная бутилированная питьевая вода.

Решение по водоотведению: Водоотвод поверхностных вод с территории без твердого покрытия во время дождя и таяния снега по спланированной поверхности отводится на рельеф за территории.

Решение по пожаротушению: Согласно ВНТП 3-85 п. 6.38, пожаротушение проектируемых объектов вне территории ЦППН предусматривается только первичными средствами.

2.4.5. Электроснабжение и электрооборудование

Электроснабжение проектируемых электроприёмников запроектировано от трансформаторных подстанций напряжением 20/0,4 кВ в составе распределительного устройства РУ-0,4 кВ, запитанных от внутрипромысловой сети ВЛ-20кВ.

Аппаратура подключения к ВЛ-20 кВ, кабели 20 кВ и трансформаторы приняты иностранного изготовления.

Более подробно вопросы электроснабжения и электрооборудования см. раздел №6 данной пояснительной записки.

2.4.6. Автоматизация технологических процессов

В данном проекте объектами контроля и автоматизации являются добывающие и водонагнетательные скважины.

На устьях добывающих скважинах предусмотрена установка следующих приборов:

- манометры;
- ЭКМ (электро-контактный манометр)
- счетчик замера жидкости;
- термометр;
- датчик вибрации (если используется УГШН).

На устьях водонагнетательных скважинах предусмотрена установка следующих приборов:

- манометр;
- счетчик расхода жидкости;
- термометр.

Автоматизация управления технологическим оборудованием на объекте основана на реагировании с использованием автоматического или ручного управления при изменении параметров технологического процесса или возникновении аварийных ситуаций.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

Для контроля давления в выкидной линии и нормальной работы насосов на скважинах, проектом предусматривается установка электро-контактного манометра, сигналы от которого передаются в блок управления насосом для аварийного отключения.

Данным проектом предлагаются технические решения по оснащению эксплуатационных скважин системой постоянного скважинного мониторинга типа PPS или Фотон-К-03 для целей измерения и контроля пластового давления и температуры в режиме реального времени.

Системой телемеханики оборудовано 311 существующих нефтедобывающих скважин, сбор данных с которых идет в центральный диспетчерский пункт (ЦДП) вахтового поселка, где установлена система верхнего уровня на базе Experion PKS.

2.4.7. Система связи

Обслуживающий оперативный персонал использует переносные радиостанции во взрывозащищенном исполнении. Зона покрытия радиосвязи обеспечивает уверенный прием на скважинах и не требует проектирования дополнительного оборудования.

2.5. БЫТОВОЕ И МЕДИЦИНСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Проживание персонала предусмотрено в существующем вахтовом поселке месторождения Северные Бузачи, где имеются общежитие, столовая, медицинский пункт и др.

Медицинский пункт оборудован всем необходимым для оказания первой медицинской помощи.

Общежитие оснащено всем необходимым для комфортного проживания обслуживающего персонала (душевые, столовая, комнаты отдыха).

При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных в медучреждения г. Актау.

2.6. УРОВЕНЬ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

Согласно «Правилам определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» (утверждены «Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165), объект строительства относится к **I (повышенному)** уровню ответственности.

**Рабочий проект соответствует требованиям
Технических регламентов, государственных и
межгосударственных нормативных документов,
действующих в Республике Казахстан.**

Технических регламентов, государственных и межгосударственных нормативных документов, действующих в Республике Казахстан.					
Инв. № подл.	Подп. и дата				Взам. инв. №
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ
					Лист
					13

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

3.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел рабочего проекта «Генеральный план» рабочего проекта «Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании задания на проектирование, выданного Заказчиком «Buzachi Operating, Ltd», технологических решений и топографо-геологических изысканий, выполненных специалистами ТОО «Инженерный центр» в августе 2025 г.

Исходные данные для проектирования:

- материалы, представленные Заказчиком «Buzachi Operating, Ltd».
- материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненные ТОО «Инженерный центр».
- материалы инженерно-геологических изысканий, выполненные ТОО «Инженерный центр»

Вид строительства – Новое строительство.

Рабочий 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 3.01-01-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 3.03-22-2013 «Промышленный транспорт»;
- СН РК 3.03-101-2013 «Автомобильные дороги»;
- СП РК 3.03-104-2014 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа»;
- СН РК 3.02-24-2011 «Сооружения промышленных предприятий»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 21.508-93 «Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов»;
- ГОСТ 21.204-93 «СПДС. Условные графические обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта».

Ведомость демонтажных работ предоставлена в разделе ТХ.

Подъезды к проектируемым площадкам смотреть раздел 02-АД.

-система высот - балтийская.

-система координат - местная.

3.2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

2.2.1 Местоположение

В административном отношении участок выполнения инженерно-геологических работ находится в Тупкараганском районе Мангистауской области. Областной центр г. Актау. Участок работ располагается в 250 км от областного центра.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист

Изм.	Лист
------	------



Рис.1 Обзорная схема района работ

2.2.3 Геоморфология, рельеф, климат

В геоморфологическом отношении изученная территория относится к современной аккумулятивной морской террасе и включает в себя территорию, освободившуюся от акватории Каспийского моря в 30-х годах прошлого столетия, в связи с резким падением его уровня.

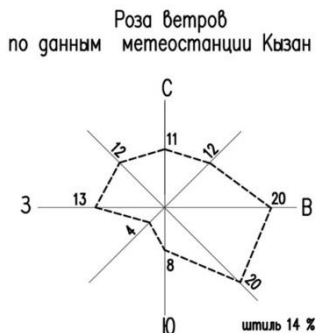
Верхняя граница террасы гипсометрически определяется абсолютной отметкой минус 26,0м; нижней её границей является современный урез Каспийского моря, который в настоящее время соответствует абсолютной отметке минус 27,2 м. Поверхность террасы представляет собой плоскую равнину, слабо наклоненную в сторону моря, практически лишенную растительности. Постоянная гидрографическая сеть на площадке отсутствует. Временные водотоки возникают только во время ливневых дождей.

Климат района резкоконтинентальный, аридный, с засушливым летом и морозной малоснежной зимой, сопровождающейся сильными ветрами.

Континентальность и аридность климата выражены в резких амплитудах суточных и среднемесячных температур воздуха, в малых количествах выпадающих здесь осадков.

Дорожно-климатическая зона – V.

По характеру и степени увлажнения тип местности-3-й.



Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Лист	№ докум.
Подп.	Дата	

2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ

Лист

15

Климат региона складывается из следующих метеорологических условий (показатели приводятся по метеостанции Кзыл:

Климатические характеристики по данным метеостанции Кызан	Показатели
Климат	Резко континентальный
Средняя годовая скорость ветра, м/сек	6.2
Преобладающее средне годовое направление ветра	Восточное-20 % Юго-восточное-20 %
Среднегодовая температура воздуха, °С	17.7
Абсолютный минимум температуры, °С	-34
Абсолютный максимум температуры, °С	44
Годовое количество осадков, мм	140

Большая продолжительность теплого периода благоприятствует выполнению строительных работ.

2.2.3 Физико-геологические процессы

Современные инженерно-геологические условия региона в значительной степени обусловлены развитием экзогенных процессов. В условиях аридного климата наиболее существенными являются процессы вторичного засоления грунтов, элементы линейной эрозии. Элементы линейной эрозии, в основном, выражены слабо и проявляются в виде неглубоких промоин и рытвин, особенно на склонах возвышенных участков. Вторичное засоление грунтов особенно активно протекает в пониженных участках с близким залеганием к поверхности грунтовых вод.

В пределах участков, интенсивно осваиваемых в промышленно-хозяйственном отношении, в значительной степени отмечается искусственное подтопление территории, главными причинами которого, являются следующие:

- повсеместное нарушение естественного стока поверхностных вод;
- неурегулированный сброс больших объемов промышленных, хозяйственных и бытовых стоков;
- утечки воды из неисправных инженерных сетей различного назначения;
- сброс значительных объемов воды в процессе бурения глубоких скважин.

2.2.4 Инженерно-геологические работы

Весь комплекс работ выполнен в соответствии с техническим заданием, СП РК 1.02-105-2014 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», СП РК 1.02-102-2014 «Инженерно-геологические изыскания для строительства»

В состав работ вошли: буровые работы; лабораторные работы.

2.2.5 Буровые работы

Бурение скважины производилось буровым станком УКБ 12/25 на базе автомашины УАЗ. Бурение осуществлялась шнековым способом ограниченными рейсами с подъемом бурильной колонны через 0.5м для поинтервального описания пород вскрываемого разреза. Диаметр бурения составил 110 мм.

Глубина скважины составила до 6 м. Всего скважин - 85 скважины. Произведен замер УГВ.

По завершению полевых работ скважины ликвидированы засыпкой выбуренной породой.

2.2.6 Лабораторные работы

Комплекс лабораторных работ выполнен в соответствии с требованиями Ст РК и ГОСТ.

Вид лабораторного испытания	№№ ГОСТов
Плотность, влажность, число пластичности	5180-84

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Бурение скважины производилось буровым станком УКБ 12/25 на базе автомашины УАЗ. Бурение осуществлялась шнековым способом ограниченными рейсами с подъемом бурильной колонны через 0.5м для поинтервального описания пород вскрываемого разреза. Диаметр бурения составил 110 мм.

Глубина скважины составила до 6 м. Всего скважин - 85 скважины. Произведен замер УГВ.

По завершению полевых работ скважины ликвидированы засыпкой выбуренной породой.

2.2.6 Лабораторные работы

Комплекс лабораторных работ выполнен в соответствии с требованиями Ст РК и ГОСТ.

Вид лабораторного испытания	№№ ГОСТов
Плотность, влажность, число пластичности	5180-84

Изм.

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ

Лист 16

Гранулометрический состав ситовым методом	12536-79
Анализ водной вытяжки	26449.1-85
Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали	9.602-89

ГОСТ 25100-2011 распространяется на все грунты, устанавливает их классификацию, применяемую при производстве геотехнических изысканий.

2.2.7 Инженерно-геологические условия строительства

На изученной территории геологический разрез до глубины 6,0м слагают нелитифицированные отложения хвалынского возраста морского генезиса (mQ4hv), представленные песком пылеватым, супесью и суглинком мягко-тугопластичным.

Грунтовые воды вскрыты на глубинах 0.65-1.5м.

По данным лабораторных исследований тип воды хлоридно-сульфатно-натриево-магниевый.

Воды относятся к рассолам, минерализация воды 100.7 г/л.

Воды по содержанию сульфатов (9960.9 мг/л) сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и слабоагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах.

По содержанию хлоридов (63505 мг/л) воды сильноагрессивные к железобетонным конструкциям при периодическом смачивании.

Выделено 4 инженерно-геологических элемента (далее ИГЭ).

ИГЭ-1 Супесь твердая. Мощность 0.5-0.7м.

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта	$\rho_n = 1.76 \text{ г/см}^3$
Удельное сцепление	$C_n = 20 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 17^0$.
Модуль деформации:	$E_n = 5.2 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)

ИГЭ-2 Песок пылеватый, от маловлажного до влажного. Мощность 0.9-2.5м.

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта	$\rho_n = 2.16 \text{ г/см}^3$,
Удельное сцепление	$C_n = 10 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 25^0$.
Модуль деформации:	$E_n = 16.0 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-3. Суглинок мягко-тугопластичный. Мощность 0.6-2.5м.

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта	$\rho_n = 2.10 \text{ г/см}^3$,
Удельное сцепление	$C_n = 30 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 16^0$.
Модуль деформации:	$E_n = 5.5 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)

ИГЭ-4. Глина мягко-тугопластичная. Вскрытая мощность 3.2м.

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта	$\rho_n = 1.87 \text{ г/см}^3$,
Удельное сцепление	$C_n = 44 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 14^0$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

$$E_H = 3.7 \text{ МПа (в водонасыщенном состоянии)}$$

№ ИГЭ	Наименование грунта	Плотность, г/см ³			Удельное сцеп- ление, кПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации, МПа
		ρ _n	ρ _п	ρ _г	C _n	C _п	C _г	φ _n	φ _п	φ _г	E
1	Супесь	1.76	1.75	1.71	-	-	-	-	-	-	-
					20	19	17	17	17	15	5.2
2	Песок	2.16	2.14	2.02	-	-	-	-	-	-	-
					10	9	5	25	24	22	16.0
3	Суглинок	2.10	2.05	1.98	-	-	-	-	-	-	-
					30	29	25	16	16	14	5.5
4	Глина	1.87	1.85	1.81	-	-	-	-	-	-	-
					44	44	29	14	14	12	3.7

Коррозионная агрессивность грунта к углеродной стали - высокая (величина потери массы стального образца до 3.7г/сут).

Агрессивность грунтов к бетонам: Грунты по содержанию сульфатов (9660 мг/кг) сильно-агрессивные к бетонам на портландцементе и среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов (7000+2415 мг/кг) грунты сильноагрессивные к железобетонным конструкциям.

Грунтовые воды вскрыты на глубинах 0.65-1.5м.

Наименование грунтов	Для разработки одноковшовым экскаватором	Для ручной разработки	№№ пунктов по СНиП
Песок пылеватый	1	1	29а
Супесь	1	1	36а
Суглинок	1	1	35б
Глина	2	2	8а

Планировочные решения по размещению проектируемых площадок нефтяных скважин приняты с учетом существующего положения на месторождении, функционального зонирования, технологических схем производства, расположения существующих и проектируемых инженерных сетей, обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на месторождении, противопожарных и санитарно-гигиенических требований.

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1;

- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6;
- выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов.
- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 7 проектируемых водонагнетательных скважин;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568;
- манифольдные станции MC-12/5, MC-22/7;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до проектируемых манифольдов;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых MC-12/5, MC-22/7 до MC-12, 3У-22 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1, 3У-22 до проектируемых манифольдов MC-12/5, MC-22/7.

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188;
- манифольдная станция MC-East 2;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS24/1, MC-17/4, MC-GS9/2;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов и проектируемого манифольда.
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемой MC-East2 до MC-12 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемого манифольда до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1 до проектируемого манифольда MC-East2.
- Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037К, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1Н, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3Н, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3Н.

Генеральный план площадок разработан с учетом технологии производства, а также в соответствии с нормами пожаробезопасности.

При этом в основу заложены следующие требования:

- расположение сооружений, а также транспортных путей на территории площадок принято согласно технологического задания, требуемым разрывам по нормам пожаро- и взрывобезопасности и с учетом розы ветров, санитарным требованиям, грузооборота и прогрессивных видов транспорта;
- обеспечение благоприятных и безопасных условий труда, а также обеспечение рациональных

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	19

производственных, транспортных и инженерных связей на площадках.

– соблюдение минимальных безопасных расстояний размещений объектов обустройства согласно Приложения 1 к Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

3.3.1. Проектируемые площадки скважин

Ввиду неблагоприятных геологических условий для обустройства новых скважин предусматривается отсыпка грунтовых площадок.

Стандартные площадки скважин запроектированы прямоугольной формы размерами сторон 89х54м с устройством въезда. Проектируемые площадки нефтяных скважин расположены по всей территории месторождения Северные Бузачи. Плановое положение проектируемых площадок скважин определяется координатами скважин.

Расположение площадок приведено на чертежах.

Основные показатели (на одну площадку Скважины):

- Площадь территории площадки - 4806,0м2;
- Площадь застройки площадки - 54.0м2;
- Плотность застройки площадки - 1.12%.

Отсыпка площадок запроектирована в уровне примыкающих автодорог. Минимальная высота насыпи по бровке над естественным рельефом 0,85 м, принято расчетом в соответствии с требованиями СН РК 3.03-101-2013.

Заложение откосов принято 1:3. Укрепление откосов предусматривается из ПГС высотой 0,1 м, из ближайших карьеров в местах с высоким уровнем грунтовых вод. Предусмотрен верхний слой из ПГС С1/С2 толщиной 0,2 м, из ближайших карьеров.

Насыпь предусмотрена из грунта действующих ближайших карьеров. Грунт земляного полотна – **песок пылеватый**. Требуемый коэффициент уплотнения составляет 0,95 при оптимальной влажности 10%.

Возведение земляного полотна в насыпи предусмотрено автовозкой продольной по полосе отвода.

3.3.2. Проектируемые площадки манифольдных станций

Площадки проектируемых манифольдных станций запроектированы прямоугольными в плане, с габаритными размерами в осях – 26×15 м.

Рельеф на площадке ровный, поверхность соровая.

Вся территория под площадку МС отсыпается и планируется. Отсыпку производят аналогично площадкам скважин.

Основные показатели по генплану одной площадки МС:

- площадь территории – 0,039 га;
- площадь застройки – 0,01 га;
- коэффициент застройки – 25,8%.

3.3.3. Модернизация существующих площадок манифольдных станций

Существующие площадки МС ранее спланированы и обустроены технологическим оборудованием и находятся в рабочем состоянии.

Территория существующих площадок МС все отсыпаны и спланированы, досыпка территории площадок не

Инт. № инв.	Взам. инв. №
Подп. и дата	
Инт. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						20

предусматривается.

3.3.4. **Проектируемые площадки под опор линий электропередачи**

Проектируемые площадки под опор линий электропередачи запроектированы прямоугольными в плане, с габаритными размерами в осях 8х14 м под промежуточные опоры, 11х14 м под угловые, концевые и анкерные опоры, 22х14 м под опору и трансформатор (см. марку АД).

3.4. **ОРГАНИЗАЦИЯ РЕЛЬЕФА**

Проектом предусматривается вертикальная планировка территории площадок скважин, МС и под опоры линий электропередачи.

Вертикальная планировка выполнена в увязке с проектируемыми сооружениями, автомобильными дорогами и инженерными коммуникациями. Система вертикальной планировки принята выборочная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод.

- Почвенно-растительный слой на площадках отсутствует.
- Отсыпка территории площадок предусматривается из привозного грунта.
- Отметки планировки застраиваемой территории, автодорог и площадок увязаны между собой.
- Способ водоотвода поверхностных вод по площадкам - открытый.

3.5. **ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ**

Инженерные запроектированы с учетом взаимной увязки их с проектируемыми технологическими площадками, сооружениями в плане и в продольном профиле с соблюдением санитарных и противопожарных норм, правил безопасности и эксплуатации сетей.

Технологические трубопроводы на площадках скважин запроектированы надземно, частично подземно. Нефтегазопроводы, выкидные, нагнетательные линии и трубопроводы системы ППД запроектированы подземно.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					Лист
					2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ				21

4. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ

4.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел рабочего проекта «Автомобильные дороги» разработан на основании задания на проектирование, выданного Заказчиком «Buzachi Operating Ltd», технологических решений и топографо-геологических изысканий, выполненных специалистами ТОО «Инженерный центр» в 2025 г.

Рабочий 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»;
- СТ РК 1397-2005 «Дороги автомобильные. Требования к составу и оформлению проектной и рабочей документации на строительство, реконструкцию и капитальный ремонт»;
- СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт»;
- СП РК 3.03-101-2013 «Автомобильные дороги»;
- СП РК 3.03-104-2014 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа»;
- СН РК 3.02-24-2011 «Сооружения промышленных предприятий»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 21.508-93 «Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов»;
- ГОСТ 21.204-93 «СПДС. Условные графические обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружений транспорта».

Проект выполнен с использованием программ AutoCAD и AutoCAD Civil 3d. Объемы посчитаны в программе Civil 3d, а так же в ручную.

4.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА.

Район строительства характеризуется следующими условиями:

- климатический район строительства по СП РК 2.04-01-2017 - IV Г
- расчетная зимняя температура воздуха по СП РК 2.04-01-2017 - 19,7 °С
- нормативное снеговое давление для I снегового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017* – 0,8 кПа
- нормативное ветровое давление для IV ветрового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017* - 0,77 кПа.

По данным инженерно-геологических изысканий, в пределах исследуемого участка развиты четвертичные отложения, представленные супесью от твердой до пластичной консистенции, суглинком, глиной и выделено 4 инженерно-геологических элемента:

ИГЭ -1 Насыпной грунт коричневый, твердый, просадочный.

Нормативные значения грунта:

- Плотность грунта $\rho_n = 1,88 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0
- Удельное сцепление $C_n = 25 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\phi_n = 240$
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 11,7 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 5,8 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)
- Грунт просадочный. Тип просадочности I. Начальное просадочное давление 0,085МПа. Коэффициенты относительной просадочности при 0,3 МПа 0,024.

ИГЭ -2 Супесь коричневая, твердой консистенции, просадочная.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	инженерно-геологических элемента:				
			ИГЭ -1 Насыпной грунт коричневый, твердый, просадочный.				
			Нормативные значения грунта: - Плотность грунта $\rho_n = 1,88 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0 - Удельное сцепление $C_n = 25 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 240$ - Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 11,7 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии) - Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 5,8 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии) - Грунт просадочный. Тип просадочности I. Начальное просадочное давление 0,085МПа. Коэффициенты относительной просадочности при 0,3 МПа 0,024.				
ИГЭ -2 Супесь коричневая, твердой консистенции, просадочная.							

- Плотность грунта $\rho_n = 1,97 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0
- Удельное сцепление $C_n = 30 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 22^\circ$
- Модуль деформации при 0,3-0,2 МПа: $E_n = 11,7 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)
- Модуль деформации при 0,3-0,2 МПа: $E_n = 6,2 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)
- Грунт просадочный. Тип просадочности I. Начальное просадочное давление 0,029- 0,045 МПа.
- Коэффициенты относительной просадочности при 0,3 МПа 0,033-0,040
- Максимальная плотность $2,16 \text{ г/см}^3$ при оптимальной влажности 0,13 дол.ед. и плотность скелета уплотнённого
- образца $1,91 \text{ г/см}^3$ при коэффициенте относительного уплотнения при 0,95.

- Плотность грунта $\rho_n = 2,13 \text{ г/см}^3$, показатель текучести 0,73:0,90
- Удельное сцепление $C_n = 23 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 220$.
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 8,4 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)
- Грунт среднесжимаемый. Коэффициент уплотнения при 0,3 МПа: 0,012-0,014 МПа⁻¹.

- Плотность грунта $\rho_n = 1,94 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0
- Удельное сцепление $C_n = 46 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 190$.
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 3,2 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)
- Грунт среднесжимаемый. Коэффициент уплотнения при 0,3 МПа: 0,025-0,028 МПа⁻¹.

- суглинки, глины – 0,52 м;
- супеси – 0,63 м.
- максимальная глубина проникновения 00С в почву составляет – 1,26 м.

- обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6;
- выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов.
- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3,

Взам. инв. №	сейсмическим свойствам III (Типы грунтовых условий) , по таблице 6.1.				
	4.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ Данный проект предусматривает: 1-й пусковой комплекс: - обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1; - модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6; - выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов. - обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3,				
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
					2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ Лист 23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

– нагнетательные линии от существующих манифольдов до 7 проектируемых водонагнетательных скважин;

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568;
- манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до проектируемых манифольдов;
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемых МС-12/5, МС-22/7 до МС-12, 3У-22 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1, 3У-22 до проектируемых манифольдов МС-12/5, МС-22/7.

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188;
- манифольдная станция MC-East 2;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS24/1, MC-17/4, MC-GS9/2;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов и проектируемого манифольда.
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемой MC-East2 до MC-12 с подключением к существующей системе нефтесбора.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемого манифольда до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1 до проектируемого манифольда MC-East2.
- Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037K, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1H, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3H, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3H.

Рельеф по трассе ровный, поверхность соровая.

Подъездная автодорога по своему назначению отнесена к внутренним автомобильным дорогам IV-в категории.

Согласно таблице 30 СП РК 3.03-122-2013 (примечание 4) в целях экономической целесообразности ширину

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	4.3.1. План подъездных автодорог					Лист
			Рельеф по трассе ровный, поверхность соровая. Автодороги запроектированы по СН РК 3.03-22-2013* «Промышленный транспорт» и предназначены для обслуживания скважин, трубопроводов, для проезда пожарных, ремонтных и аварийных машин, с интенсивностью движения менее 25 единиц в сутки и не выраженным грузооборотом. Подъездная автодорога по своему назначению отнесена к внутренним автомобильным дорогам IV-в категории. <i>Расчет ширины проезжей части:</i> Согласно таблице 30 СП РК 3.03-122-2013 (примечание 4) в целях экономической целесообразности ширину					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			

проезжей части принимают в размере полутора габарита расчетного автомобиля. Следует учесть что в обслуживании скважин, по большей части задействованы автомобили типа – пикап. Кроме того по месторождению двигаются и самосвалы с шириной 2,3 м. Соответственно минимальная ширина проезжей части с учетом вышесказанного равна 2,3*1,5=3,45 м.

Плановое размещение автодорог определено заданием на проектирование. Плановое размещение автодорог определено заданием на проектирование. Сеть проектируемых а/дорог состоит из 38 подъездов к площадкам:

№	ПОДЪЕЗД К СКВАЖИНЕ	ПРОТЯЖЕННОСТЬ,М
1	NB509-3	151,51
2	NB923-3	96,29
3	NB925-3	222,83
4	NB934	157,02
5	NB928	208,36
6	NB907-2	39,21
7	NB760	70,06
8	NB10482-1	238,54
9	NB10219-1	24,23
10	NB10526-1	211
11	NB10567-3	193
12	NB10353-2	18,18
13	NB10194	54,28
14	NB10528-3	24,75
15	NB10529-1	246,46
16	NB10359-1	202,41
17	NB10221-3	90,36
18	NB10196-2	96,78
19	NB10527	254,76
20	NB10157-1	504,49
21	NB10574-2	50,90
22	NB10442-3	44,38
23	NB10449-3	19,18
24	NB10455-3	50,77
25	NB10448-3	49,34
26	NB10456-3	143,34
27	NB10571	84,95
28	NB10568	43,95
29	NB10461-1	143,84
30	NB10573	126,33
31	NB10170-1	78,72
32	NB10171-3	54,75
33	NB10524	19,28
34	G183	86,06
35	K45	159,12
36	G174	114,10
37	NB10194-1	53,95
38	NB10170-3	210,27

Общая длина подъездов к площадкам – 4637,75 м. Строительная длина автодорог равна длине подъездов к

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

площадкам скважин.

Основные технические нормативы межплощадочной дороги:

- число полос движения – 1;
- ширина проезжей части – 3,5 м;
- ширина обочин – 1,0 м;
- ширина дорожной одежды – 5,5 м;
- поперечный уклон проезжей части – 35 %;
- поперечный уклон обочин – 50 %;
- крутизна откосов насыпи – 1:3.

В плановом отношении участок подъезда закреплен деревянными знаками. Принятые проектные решения в плане обеспечивают расчетную скорость 30 км/час.

4.3.2. Продольный профиль

Продольный профиль автодороги запроектирован из расчета обеспечения расчетной скорости 30 км/час, необходимой видимости встречного автомобиля и поверхности дороги по бровке земляного полотна. Продольный профиль увязан с рельефом местности и составлен в абсолютных отметках, проектные отметки отнесены к бровке земляного полотна.

Руководящая рабочая отметка – 0,85 м определена из расчета возвышения верха дорожной одежды над поверхностью земли с необеспеченным поверхностным стоком.

4.3.3. Земляное полотно

Поперечные профили земляного полотна разработаны по типовым материалам для проектирования серии 503-0-48.87** «Земляное полотно автомобильных дорог общего пользования» для дорог IV категории в соответствии с СН РК 3.03-22-2013 и СН РК 3.03-101-2013.

Насыпь предусмотрена из привозного грунта с действующих ближайших карьеров.

Ширина земляного полотна межплощадочной дороги – 5,5 м. Ширина проезжей части 3,5 м, обочин – 1,0 м. Заложение откосов принято 1:3.

Укрепление откосов предусматривается ПГС высотой 0,1 м, из ближайших карьеров в местах с высоким уровнем грунтовых вод. Поперечный уклон земляного полотна - 50%.

Грунт земляного полотна – песок пылеватый. Требуемый коэффициент уплотнения составляет 0,95, коэффициент относительного уплотнения 1,05 для песка пылеватого, при оптимальной влажности 10%.

Почвенно-растительный слой по трассе подъездной дороги отсутствует.

4.3.4. Дорожная одежда

С учетом категории дорог и их назначения (СН РК 3.03-22-2013 и СН РК 3.03-101-2013) дорожная одежда в проекте принята низшего типа из песчано-гравийной смеси С2 серповидного профиля, толщиной по оси 20 см, из ближайших карьеров.

Ширина проезжей части межплощадочной дороги – 3,5 м, обочин – 1,0 м. Ширина дорожной одежды – 5,5 м.

Поперечный профиль принят двухскатным, с поперечными уклонами проезжей части 35 %, обочин 50 %.

4.3.5. Пересечения и примыкания

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
									26
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Примыкания запроектированы по типовому проекту 503-0-51.89 «Пересечения и примыкания дорог в одном уровне». Закругления кромок осуществляются по круговой кривой радиусом 30 м, к площадкам скважин радиусом 20 м. Конструкция дорожной одежды в пределах кривой принята по типу основной дороги. На примыканиях расчетную скорость движения транспортных средств следует уменьшать до 15 км/час.

На пересечениях и примыканиях автодорог и монтажно-аварийных проездах предусмотрена установка дорожного знака 2.4, который регламентирует преимущественное право проезда. Для удобства транспортного обслуживания объектов месторождения, перед каждым подъездом к площадке скважины предусмотрена установка знака 5.21.1 с указанием номера скважины.

4.3.6. Организация безопасности движения

В проекте предусмотрены мероприятия по обеспечению организации и безопасности движения автомобилей. Обстановка дорог предусматривает расстановку дорожных знаков и сигнальных столбиков.

Дорожные знаки запроектированы по СТ РК 1125-2002 «Знаки дорожные, технические условия». Расстановка знаков выполняется в соответствии с СТ РК 1412-2017.

Для обустройства и обстановки дорог в основном применены дорожные знаки 1.11.1; 1.11.2; 1.31.1; 1.31.2; 1.31.3; 2.4. 3.13; на автомобильных дорогах, в зависимости от ситуации.

Дорожные знаки приняты на самостоятельных опорах и устанавливаются на присыпных бермах, возведенный для установки дорожных знаков. Знаки должны устанавливаться строго по нормативно-техническим требованиям по типовому проекту 3.503.9-80 «Опоры дорожных знаков на автомобильных дорогах». Количество знаков и место установки указаны на чертежах. Количество и объемы внесены в «Сводную ведомость объемов работ».

Расстановку сигнальных столбиков на примыканиях выполнить в соответствии со СН РК 3.03-101-2013. Конструкция сигнальных столбиков разрабатывается по ГОСТ Р 50970-96 «Технические средства организации дорожного движения. Столбики сигнальные дорожные. Общие технические требования. Правила применения».

Все проезды проектируются на действующем месторождении и пересекают большое количество коммуникаций. Все коммуникации подземные. На пересечении проездов с существующими коммуникациями на основании земляного полотна дороги предусмотрена укладка сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84*.

4.3.7. Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии при строительстве площадок и дорог

Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии в строительстве должны быть обеспечены в полном объеме в соответствии с действующим законодательством и техническими нормами Республики Казахстан.

4.3.8. Организация строительства

Строительство будет осуществляться подрядчиком, определенным заказчиком при проведении тендера. Подрядчик обязан, при этом, представить подробный проект производства работ с указанием источников получения материалов, технологических схем производства работ и др. В настоящем разделе проекта представлены краткие соображения по организации строительства и ведомости объемов работ, потребности в материалах, потребности в машинах и механизмах.

Перед началом земляных работ производятся работы подготовительного периода:

- размещение работников и устройство их быта;
- восстановление осей трасс дорог и площадок;
- вынос за пределы площадок работ точек закрепления;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	27

- детальная разбивка элементов дороги и закруглений на пересечениях и примыканиях и т.д.;
- завоз и складирование дорожно-строительных материалов.

Строительство должно вестись поточным методом с устройством земляного полотна и дорожной одежды по утвержденным технологическим процессом строительства. Особое внимание необходимо уделить качеству строительства. Для контроля уплотнения грунтов и материалов на участке строительства должен быть организован лабораторный пост.

Объем работ по строительству определен по разработанным чертежам. Потребность в материалах и машинах определена на основе действующих сметных норм. Потребность в горюче-смазочных материалах определена на основе действующих норм расхода ГСМ и принятых машин, механизмов и автотранспорта.

Дорожные машины и оборудование

Дорожные машины и оборудование должны находиться на объекте строительства лишь на протяжении периода производства соответствующих работ. Показатели предъявляемых требований по отработанным газам, шумам и вибрации применяемых машин и оборудования должны соответствовать установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя. Заправка дорожной техники должна производиться на стационарных и передвижных заправочных станциях в специально отведенных местах, удаленных от водных объектов.

Заправка механизмов с ограниченной подвижностью (экскаваторы, бульдозеры) производится автозаправщиками. Заправка должна производиться с помощью шлангов, имеющих затворы у выпускаемого отверстия.

Применение для заправки ведер и другой открытой посуды не допускается. Должен быть организован сбор отработанных масел с последующей отправкой их на специальные пункты. Слив масел на растительный почвенный покров запрещается.

Организация дорожного движения на период производства работ

Организация движения транспорта в период строительства должно выполняться согласно разработанного подрядчиком проекта производства работ и выполняться с использованием существующей дорожно транспортной сети месторождения, по согласованным маршрутам. Организация движения транспорта должна соответствовать ВСН 41-92 и действующим нормам РК.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			28

5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

5.1. ВВЕДЕНИЕ

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манifoldные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработано на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка-04) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- задания на проектирование, выданного компанией «Buzachi Operating Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком.
- инженерно-геологическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Инженерный центр» в августе 2025 г;
- инженерно-геодезическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Инженерный центр» в августе 2025 г;
- составом и физико-химическими свойствами добываемой нефти, пластовой воды и газа.

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

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- ВСН 51-3-85. Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов;
- СН РК 4.01-22-2004. Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика;
- СТ РК 1255-4-2004. Промышленность нефтяная и газовая. Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация;
- ВСН 005-88. Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СН 527-80. Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355;
- Руководство и инструкции по монтажу и эксплуатации стекловолоконных труб фирмы-изготовителя.

5.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Целью проекта является строительства новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу и транспорт продукции скважин. Добыча нефти добывающих скважин представлена в таблице 5.2.1

Таблица 5.2.1

ПОКАЗАТЕЛИ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	КОЛИЧЕСТВО
Добыча нефти	т/сут	132,1
Добыча жидкости	т/сут	2487
Добыча газа	м³/т	1285,2
Фонд добывающих скважин:	скв.	36

Добыча нефти от 19 водонагнетательных скважин на период работы в качестве добывающих скважин

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	
							29

представлена в таблице 5.2.2.

Таблица 5.2.2.

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	66,3
Добыча жидкости	т/сут	1431
Добыча газа	м³/т	678,3
Фонд добывающих скважин:	скв.	19

Технологические параметры добычи нефти представлены в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПОКАЗАТЕЛЬ
Дебит нефти	т/сут	1,5÷6
Дебит жидкости	м³/сут	15÷88,00
Обводненность	%	90,0÷96,0
Газовый фактор	м³/т	35,7
Устьевое давление после штуцера (макс.)	МПа	1,6
Температура на устье (макс.)	°С	60

Физико-химические свойства сырой нефти представлены в таблице 5.2.4.

Таблица 5.2.4.

Наименование параметров	Единица измерения	Показатель
Плотность нефти при 15 °С	кг/м³	943,5
при 20 °С	кг/м³	940,2
Вязкость динамическая при 20 °С	мПа·с	1052,0
при 30 °С	мПа·с	463,9
при 40 °С	мПа·с	233,8
Температура застывания	°С	-15
Температура вспышки	°С	96
Содержание воды	% об	4,4
Содержание серы	% вес	2,08

Компонентный состав нефтяного газа представлен в таблице 5.2.5.

Таблица 5.2.5.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПОКАЗАТЕЛЬ
Плотность при станд. условиях	кг/м³	0,691
Содержание (молярное):		
N ₂ (азот)	%	2.77
CO ₂ (двуокись углерода)	%	0,114

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Содержание воды	% об	4,4
Содержание серы	% вес	2,08

Компонентный состав нефтяного газа представлен в таблице 5.2.5.

Таблица 5.2.5.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПОКАЗАТЕЛЬ
Плотность при станд. условиях	кг/м³	0,691
Содержание (молярное):		
N ₂ (азот)	%	2.77
CO ₂ (диоксид углерода)	%	0,114

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ

Лист
30

H ₂ S (сероводород)	%	отсутствует
CH ₄ (метан)	%	93,193
C ₂ H ₆ (этан)	%	0,608
C ₃ H ₈ (пропан)	%	0,052
i-C ₄ H ₁₀ (изо-бутан)	%	0,018
n-C ₄ H ₁₀ (н-бутан)	%	0,003
i-C ₅ H ₁₂ (изо-пентан)	%	0,004
n-C ₅ H ₁₂ (н-пентан)	%	0,002
C ₆ H ₁₄ (гексан)	%	0,022
C ₇ H ₁₆ (гептан)	%	0,02

Технико-экономические показатели заводнения пластов представлены в таблице 5.2.6.

Таблица 5.2.6

ПОКАЗАТЕЛИ	ЕД. ИЗМЕР.	КОЛИЧЕСТВО
Средний расход пластовой воды на скважину	м ³ /сут.	209
Давление на устье скважины	МПа	5,5
Температура на устье скважины	°С	60
Количество нагнетательных скважин	шт.	19
Количество переводимых скважин в ППД	шт.	18

Для воды, закачиваемой в пласт, предусмотрены требования, установленные СТ РК 1662-2007 (таблица 5.2.7.)

Таблица 5.2.7

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20%
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	- 90% менее 2 мкм
Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
Содержание кислорода	- менее 0.5 мг/л
Содержание железа (II)	- менее 1 мг/л
Содержание сероводорода	- отсутствие
Содержание сульфатоввосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие

Физико-химические свойства пластовой воды представлены в таблице 5.2.8.

Таблица 5.2.8

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ПОКАЗАТЕЛЬ
Плотность, г/см ³	1,04
Концентрация водородных ионов, (рН)	6,11
Суммарное содержание натрия и калия, мг/дм ³	22168,55
Содержание кальция, мг/дм ³	2310
Содержание магния, мг/дм ³	1024
Содержание хлоридов, мг/дм ³	41148

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- проектируемого манифольда.
- внутрипромысловые нефтегазопроводы от проектируемой МС-East2 до МС-12 с подключением к существующей системе нефтесбора.

При разработке нефтяных залежей с обширными газовыми шапками соседство нефти и свободного газа создает трудности для добычи нефти. Поэтому в качестве методов повышения нефтеотдачи, проектом разработки предлагается осуществлять поддержание пластового давления.

Поддержку пластового давления предполагается осуществлять путем подачи воды от БКНС по трубопроводам системы ППД и нагнетательным линиям до проектируемых водонагнетательных скважин.

Компания «Buzachi Operating Ltd» для поддержания пластового давления планирует ввести в эксплуатацию по проекту «Фаза XVIII. Ступень 2» 19 водонагнетательных скважин.

Состав сооружений и выбор оборудования определились на основании разработки технологической схемы заводнения.

Состав сооружений (поддержание пластового давления):

- 1-й пусковой комплекс:
- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 7 проектируемых водонагнетательных скважин;
- 2-й пусковой комплекс:
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемых манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1, 3У-22 до проектируемых манифольдов МС-12/5, МС-22/7.
- 3-й пусковой комплекс:
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174;
- нагнетательные линии от существующих и проектируемого манифольда до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1 до проектируемого манифольда МС-East2.
- Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037К, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1Н, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3Н, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3Н.

5.3.1. Обустройство устьев добывающих скважин

На проектируемых скважинах месторождения Северные Бузачи принято вертикальное и наклонное бурение с эксплуатацией скважин механизированным способом. Для добычи нефти вертикальные скважины оснащаются винтовыми насосами (УШВН), наклонные скважины оснащаются электровинтовыми насосами (УЭВН), винтовыми электроцентробежными насосами (УЭЦН) или глубинно штанговыми насосами (УШГН) с использованием станков-качалок.

Рассмотренные в проекте варианты обустройства скважин электроприводным винтовым насосом и станком качалкой являются равнозначными. В период эксплуатации при необходимости допускается переход с одного вида

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Взам. инв. №

насосов на другой.

Устье добывающих скважин должны обустриваться после проведения буровых работ.

На площадках нефтедобывающих скважин в состав сооружений и строительных конструкции входят:

- фундамент под станок-качалку (при эксплуатации УШГН, фундамент поставляется в комплекте с УШГН);
- мачта освещения с одним светодиодным прожектором;
- защитное ограждение устья скважин;
- шкаф управления (при эксплуатации УШВН);
- фундамент под станцию управления и повышающий трансформатор (при эксплуатации УЭВН или УЭЦН);
- ШСВГ (при эксплуатации УЭВН или УЭЦН).

По требованию Заказчика данным проектом не предусматривается приустьевой приямок. Проектирование и изготовление приустьевого приямка осуществляет буровая компания. Каждая бригада, обслуживающая устья скважин, укомплектован перевозной аппарелью (платформой) под ремонтный агрегат, блоки для крепления якоря оттяжек.

На каждой добывающей скважине предусматривается установка устьевого оборудования.

Рабочее давление на устье добывающих скважин составляет 1,6 МПа. Обустройство устьев скважин включает установку ЭКМ (электро-контактный манометр), запорной арматуры, обратного клапана, счетчик замера жидкости, обвязочных трубопроводов, термометр и манометры на устье.

Всего обустраивается 36 добывающих скважин.

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию пусковыми комплексами.

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188;

Индивидуальные счетчики жидкости будут установлены на 10 добывающих скважинах. На период отработки в режиме добычи индивидуальные счетчики жидкости также будут установлены на 5 водонагнетательных скважинах.

1-й пусковой комплекс:

- Индивидуальный счетчик жидкости будет установлен на скважинах NB907-2, NB704-2 предусмотренной данным проектом;
- На период отработки в режиме добычи на скважине NB703-3 будет установлен индивидуальный счетчик жидкости.

3-й пусковой комплекс:

- Индивидуальные счетчики жидкости будет установлен на скважине G161, предусмотренных данным проектом.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ

На остальных добывающих скважинах замер жидкости будет производиться счетчиками замера жидкости предусмотренных на проектируемых и существующих МС или ЗВУ.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стали. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (Ду 80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1250 PSI (8.62 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3°С.

Обвязочные трубопроводы согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы Б(в). Трубы для обвязки устья скважин выбраны бесшовные стальные трубы диаметром 3” (88,9х5,5 мм), 2” (60,3х3,9 мм) с надземной укладкой по стандартам API 5L выполненных из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов выполнить согласно СП РК 3.05-103-2014.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии «ППБ для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года N 355 и СП РК 3.05-103-2014.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов трубопроводы на площадках подвергаются гидравлическому испытанию одновременно на прочность и герметичность на единое испытательное давление Рисп. равное 3,2 МПа, в течение 5 мин, после чего его снижают до рабочего.

Все надземные участки трубопровода окрашиваются современными композитными материалами «Изолат» или аналогичных материалов по составу, выполняющие антикоррозионную функцию и защиту от теплопотерь.

Окраску и маркировку надземных трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 и СТП 04-2013 BOLTd.

Наружная поверхность винтового насоса окрашивается желтый сигнальный цвет.

Наружная поверхность станка качалки: головки балансира, шатун, кривошип, колпак шкива, электродвигатель окрашиваются красный сигнальный цвет; балансир, редуктор окрашиваются желтый сигнальный цвет.

Участки трубопроводов окрашиваются опознавательной краской, коричневым цветом.

Цвет маркировочных надписей: «Нефтегазовая смесь» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с коричневым участком. Цвет предупредительных колец должен быть красным, количество предупредительных колец – одно.

Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

Окраску наружных трубопроводов производить эпоксидными эмалями наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.

Технические характеристики винтового насоса, глубинно-штангового насоса, счетчика жидкости представлены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЕ
------------------------	-------------------	----------

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	
							35

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Подача	м³/сут	40
Напор	м	1 800
Частота вращения вала	об/мин	3 880
Мощность двигателя	кВт	32
Напряжение двигателя	В	910
Сила тока двигателя	А	25,1
Коэф. полезного действия двигателя	%	90,0
Масса установки	кг	1 781,796
Максимальный диаметр	мм	93,5
Длина	мм	22376,5
Тип (марка)		УВНН2А-50Э-2200/36-140 с э/д
Подача	м³/сут.	50
Напор	м	2 200
Частота вращения вала	об/мин	4 850
Мощность двигателя	кВт	40/40/50
Напряжение двигателя	В	1 020/1020/1100
Сила тока двигателя	А	27,8/27,8/32,1
Коэф. полезного действия двигателя	%	90,2/90,2/90,6
Масса установки	кг	1106/1102,8/1068,436
Максимальный диаметр	мм	93,5
Длина	мм	22812,5/21583,5/2409,25
Тип (марка)		УВНН2А-80-2000 с э/д
Подача	м3/сут	80
Напор	м	2000
Частота вращения вала	об/мин	4660
Мощность двигателя	кВт	50
Напряжение двигателя	В	1100
Сила тока двигателя	А	32,1
Коэф. полезного действия двигателя	%	90,6
Масса установки	кг	1562,6
Максимальный диаметр	мм	93,5
Длина	мм	24905,5
Тип (марка)		УВНН2А-125-2000 с э/д
Подача	м³/сут.	125
Напор	м	2000
Частота вращения вала	об/мин	3640
Мощность двигателя	кВт	90
Напряжение двигателя	В	1670
Сила тока двигателя	А	37,9
Коэф. полезного действия двигателя	%	91

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Масса установки		кг	2593,9
Максимальный диаметр		мм	93,5
Длина		мм	46003,5
Глубинный штанговый насос (вставной)			
Тип (марка)			30-175-RHAM-14-2-1-1
Габаритные размеры:	Длина, не более	мм (фут)	5582 (18,3)
	Проходной диаметр, не более	мм (дюйм)	44,5 (3 ¾")
	Условный диаметр колонны НКТ	мм (дюйм)	89 (3 ½")
Группа посадки по API: Кольцевой зазор		мм	0,1-0,163
Цилиндр:	Внутренне азотирование		HV850-1050
	Длина, не более	мм (фут)	4267 (14)
	Номинальный внутренний диаметр	мм (дюйм)	44,5 (3 ¾")
Плунжер:	Поверхностное напыление	«никель-хром»	HRC 60÷63
	Длина, не более	мм (фут)	682 (2)
Клапана	Седла клапанов – двусторонние		ТС-1
	Количество клапанов	шт.	2
Суммарная длина удлинителей, не более		мм (фут)	610 (2)
Тип (марка)			30-225-RHAM-14-2-1-1
Габаритные размеры:	Длина, не более	мм (фут)	5669 (18,5)
	Проходной диаметр, не более	мм (дюйм)	57 (2 ¼')
	Условный диаметр колонны НКТ	мм (дюйм)	89 (3 ½")
Группа посадки по API: Кольцевой зазор		мм	0,1-0,163
Цилиндр:	Внутренне азотирование		HV850-1050
	Длина, не более	мм (фут)	4267 (14)
	Номинальный внутренний диаметр	мм (дюйм)	57 (2 ¼')
Плунжер:	Поверхностное напыление	«никель-хром»	HRC 60÷63
	Длина, не более	мм (фут)	686 (2)
Клапана	Седла клапанов – двусторонние		ТС-1
	Количество клапанов	шт	2
Суммарная длина удлинителей, не более		мм (фут)	610 (2)
Тип (марка)			API 30-250-RWAM-18-2
Длина цилиндра		фут	18
Диаметр		дюйм	2,5
Соединение к штанге		дюйм	1
Плунжерный зазор		дюйм	0,006
Тип (марка)			API 30-225-RHAM-18-2-2
Длина цилиндра		фут	18

Диаметр	дюйм	2,25
Соединение к штанге	дюйм	1
Плунжерный зазор	дюйм	0,006
Тип (марка)		API 30-175-RHAM-14-2-2
Длина цилиндра	фут	14
Диаметр	дюйм	1,75
Соединение к штанге	дюйм	1
Плунжерный зазор	дюйм	0,006
Глубинный штанговый насос (невставной)		
Тип (марка)		API 30-275-TNM-14-2-2
Длина цилиндра	фут	14
Диаметр	дюйм	2,75
Соединение к штанге	дюйм	1
Плунжерный зазор	дюйм	0,006
Счетчик жидкости		
Тип (марка)		СКЖ-210-40-12-46-Л-К-Ti
Диапазон расхода счетчика	т/сут	от 1*10 ⁻³ до 210
Максимальное рабочее давление	МПа	4,0
Условный проход: входного патрубка выходного патрубка	мм мм	50 50
Габаритные размеры: (длина х ширина х высота), не более	мм	610 х 423 х 585
Масса, не более	кг	83,5±0,5
Тип (марка)		СКЖ-120-40-16-42-К-Ti
Диапазон расхода счетчика	т/сут	от 2*10 ⁻³ до 120
Максимальное рабочее давление	МПа	4,0
Условный проход: входного патрубка выходного патрубка	мм мм	50 50
Габаритные размеры: (длина х ширина х высота), не более	мм	610 х 752 х 605
Масса, не более	кг	143,5±0,5

Примечание:

- Тип винтового или глубинно штангового насоса, устанавливаемого на скважину, определяет Заказчик самостоятельно. Фундамент под станок-качалку, а также сетчатое ограждение станка-качалки при эксплуатации УШГН поставляются в комплекте с установкой штангового глубинного насоса (УШГН).
- Выбор типа счетчика жидкости определяет Заказчик самостоятельно после периода исследования или во время эксплуатации скважин по точному дебиту жидкости.

Направления устья скважины представлены в таблице 5.3.2.

Таблица 5.3.2.

№ п/п	№ СКВАЖИНЫ	НАПРАВЛЕНИЯ	№ п/п	№ СКВАЖИНЫ	НАПРАВЛЕНИЯ
1-й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС			21.	NB 10466-2	Север

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Проектом предусмотрено установка по месту следующих показывающих приборов контроля:

- Манометр;
- Термометр;
- Счетчик расхода жидкости.

Всего обустривается 19 водонагнетательных скважин.

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174.

Трубопроводы для обустройства надземной части были приняты из стали. Подземная часть предусмотрена из стекловолоконных труб диаметром 3” (Ду80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1250 PSI (8.62 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3°C.

Для надземных участков трубопроводов системы ППД не предусматривается обогрев при отрицательных температурах, так как температура пластовой воды составляет около 60 °С, и не будет опускаться до 0 °С; в случае остановки закачки в пласт надземный участок, заполненный водой, будет дренирован. Кроме этого, для закачки в пласт используется пластовая вода с высоким содержанием солей (общая минерализация около 69 г/л), при котором температура застывания воды будет менее - 5 °С.

Обвязочные трубопроводы согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы В. Трубы для обвязки устья скважин выбраны бесшовные стальные трубы диаметром 3” (88,9x7,6 мм), 2” (60,3x5,5 мм) по стандартам API 5L выполненных из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов выполнить согласно СП РК 3.05-103-2014. Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии СП РК 3.05-103-2014 и ВНТП 3-85.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов трубопроводы пластовой воды на площадках подвергаются гидравлическому испытанию одновременно на прочность и герметичность на единое испытательное давление $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб}=6,87$ МПа, в течение 12 ч.

Все надземные участки трубопровода окрашиваются современными композитными материалами «Изоллат» или аналогичных материалов по составу, выполняющие антикоррозионную функцию и защиту от теплопотерь.

Окраску и маркировку надземных трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 и СТП 04-2013 BOLTd.

Участки трубопроводов окрашиваются опознавательной краской зеленым цветом. Ширину участков опознавательной окраски принять равной 4 диаметрам.

Цвет маркировочных надписей: «Вода пластовая» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с зеленым участком.

Штурвалы и рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

Окраску наружных трубопроводов производить эпоксидными эмалями наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ

Таблица 5.3.3.

42

- Манометр;
- Термометр;
- Счетчик расхода жидкости.

Схема обвязки устья скважин, запроектирован аналогично водонагнетательным скважинам, рассматриваемым в данном проекте.

Всего обустроивается 19 водонагнетательных скважин.

Рабочее давление на устье водонагнетательных скважин составляет 5,5 МПа.

Восстановление приемистости нагнетательной скважины, предусматривается путем закачки в нее воды равной, согласно техническому заданию – 160 м³/сутки. Метод восстановления приемистости скважины рекомендован технологической схемой разработки месторождения.

Обвязочные трубопроводы согласно СН 527-80 относятся к III категории, группы В. Трубы для обвязки устья скважин выбраны бесшовные стальные трубы диаметром 3" (88,9х7,6 мм), 2" (60,3х5,5 мм) по стандартам API 5L выполненных из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

5.3.4. Манифольдные станции

Проектируемые манифольдные станции предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Проектом предусматриваются 3 проектируемых манифольдных станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Проектируемые манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2 на усмотрение Заказчика предусмотрен 2-х вариантов: проектируемые сборные с установкой кориолисового расходомера и блочные Заводского исполнения с Замерной установкой, предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию пусковыми комплексами.

Проектируемые манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7 и МС-East 2 предусмотрены в рамках второго и третьего пусковых комплексов.

На manifold MC-12/5 (сборный или блочный) предусмотрено подключение 10 скважин (NB 10219-1, NB 10526-1, NB 10194, NB 10194-1, NB 10359-1, NB 10526-2, NB 10221-3, NB 10196-2, NB 10527, NB 10195-2).

Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки NB 10218.

На manifold MC-22/7 (сборный или блочный) предусмотрено подключение 9 скважин (NB 10353-2, NB 10455-3, NB 10456-3, NB 10466-2, NB 10448-3, NB 10449-3, NB 10568, NB 10567-3, NB 10571).

Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны проектируемой площадки NB 10455-3.

На manifold MC-East 2 (сборный или блочный) предусмотрено подключение 15 скважин (NB 10527-3, NB 10528-2, NB 10528-3, NB 10529-1, NB 10573, NB 10157-1, NB 10574-2, NB 10170-1, NB 10170-3, NB 10171-3, NB 10524, G 188, NB10171, NB10575, NB13000).

Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки NB 10158.

Блочный manifold включают в себя: manifold, несоизмерительный сепаратор. Manifold блочный Заводского исполнения спроектированы в соответствии с нормативами РК и состоят из эксплуатационного manifold диаметром 219.9 мм (8"), тестово-дренажного коллектора диаметром 88,9x7,6 мм (3") и manifold пластовой воды диаметром 168,3 мм (6").

Для проведения замера дебита скважины на блочном манифольде нефтегазовая эмульсия поступает на эксплуатационный манифольд 8" (Ø 219,9мм) и тестово-дренажный манифольд 3" (Ø88,9мм), откуда направляется на весоизмерительный сепаратор, далее нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист	
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	43

На манифольд 10-18/2-00-ОПЗ (сборный или сборный) предусмотрено подание только 10 скважин (NB 10528-2, NB 10528-3, NB 10529-1, NB 10573, NB 10157-1, NB 10574-2, NB 10170-1, NB 10170-3, NB 10171-3, NB 10524, G 188, NB10171, NB10575, NB13000).
Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки NB 10158.
Блочный манифольд включают в себя: манифольд, весоизмерительный сепаратор. Манифольд блочный Заводского исполнения спроектированы в соответствии с нормативами РК и состоят из эксплуатационного манифольда диаметром 219.9 мм (8”), тестово-дренажного коллектора диаметром 88,9х7,6 мм (3”) и манифольда пластовой воды диаметром 168,3 мм (6”).
Для проведения замера дебита скважины на блочном манифольде нефтегазовая эмульсия поступает на эксплуатационный манифольд 8” (Ø 219.9мм) и тестово-дренажный манифольд 3” (Ø88,9мм), откуда направляется на весоизмерительный сепаратор, далее нефтегазовая эмульсия возвращается к эксплуатационному манифольду. В

рабочей ситуации продукция не тестируемых скважин поступает на эксплуатационный манифольд 8” (Ø 219.9мм), откуда по трубопроводу диаметром 8” (219,9мм) она подается в нефтегазосборный коллектор.

Весоизмерительный сепаратор состоит из: нефтегазового сепаратора, весоизмерительного датчика и шкафа управления (взрывозащищенный). Размеры сепаратора Ду800 мм, высота 2400 мм.

Нефтегазовая смесь с манифольдов транспортируется на ПС, УПСВ далее на ЦППН. В случае ремонта технологических трубопроводов сбор дренажа производится в специальные переносные емкости поступающий по дренажному коллектору или откачивается автоцистерной.

В соответствии с СН 527-80 табл. 1 в зависимости от свойств и параметров транспортируемой среды трубопроводы на обустраиваемых территориях отнесены:

- выкидные линии - к трубопроводам группы Б(б) категории III;
- тестовый манифольд -к трубопроводам группы Б(б) категории III;
- эксплуатационный манифольд -к трубопроводам группы Б(б) категории III;
- трубопроводы пластовой воды -к трубопроводам группы В категории III;
- дренажные трубопроводы - к трубопроводам группы В категории III.

Трубы для обвязки выбраны бесшовные стальные трубы по стандартам API 5L выполненные из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Все, закладываемые в проекте фитинги трубопроводов, фланцы, заглушки и крепежные изделия по требованию заказчика соответствуют стандартам ASME.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии СН 527-80, СП РК 3.05-103-2014 и ВНТП 3-85.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов напорные трубопроводы на площадках подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и герметичность на испытательное давление $R_{исп}=1,25 \cdot R_{раб}=6,87$ МПа. Дренажные трубопроводы - $R_{исп}=1,5 \cdot R_{раб}=0,2$ МПа. Тестовый манифольд, эксплуатационный манифольд $R_{исп}=1,25 \cdot R_{расч}=6,87$ МПа.

Согласно ВНТП 3-85 давление испытания на прочность трубопроводов пластовой воды не менее $R_{исп}=1,5 \cdot R_{раб}=8,25$ МПа. Давление испытания на герметичность не менее $R_{исп}=R_{раб}$. Продолжительность испытаний на прочность 10 минут, на герметичность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъёмных соединений.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов составляет: для III категории – 2% от общего количества стыков.

Проектом предусматривается наружная антикоррозионная защита и тепловая изоляция всех технологических трубопроводов. Покровный слой тепловой изоляции - лист из оцинкованной стали.

Окраску и маркировку надземных трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 и СТП 04-2013 BO Ltd.

Участки эксплуатационного и тестового манифольда окрашиваются опознавательной краской через 4-6 м, коричневым цветом. Участки дренажного манифольда и манифольда пластовой воды окрашиваются опознавательной краской через 10 м, зеленым цветом. Ширину участков опознавательной окраски принять равной 2-4 диаметрам, в зависимости от наружного диаметра трубопроводов (с учетом изоляции): для труб диаметром до 300 мм - не менее 4 диаметров, для труб диаметром свыше 300 мм - не менее 2 диаметров.

Цвет маркировочных надписей: «Нефтегазовая смесь» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с коричневым участком. Цвет предупредительных колец должен быть красным, количество предупредительных колец – одно.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						44

Цвет маркировочных надписей: «Вода пластовая» и «Дренаж» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с зеленым участком.

Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

Окраску наружных трубопроводов производить эмалями наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.

Обвязка трубопроводов на площадке манифольда предусматривается таким образом, что добывающие скважины в любой момент могут быть переведены под нагнетание и обратно. Для нагнетания будет использована пластовая вода, поступающая с площадки БКНС на ЦППН или УПСВ.

Переход стекловолоконных трубопроводов на стальные осуществляется с помощью фланцевых адаптеров.

На проектируемых манифольдных станциях, имеющих закрытую систему сбора продукции подключаемых от удаленных скважин, предусматривается переносные газосигнализаторы, применяемые при ремонте и аварийных ситуациях.

5.3.5. Модернизация существующих манифольдных станций

Рабочим проектом предусматривается модернизация существующих манифольдной станций.

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию пусковыми комплексами.

1-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6.

3-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS24/1, MC-17/4, MC-GS9/2.

На манифольде MC-NB 22/1 предусмотрено подключение 1 скважины (NB 4013A-1).

На манифольде MC-NB 23/9 предусмотрено подключение 2 скважин (NB 509-3, NB 521-1).

На манифольде MC-23/7 предусмотрено подключение 1 скважины (К 78).

На манифольде MC-GS 24/1 предусмотрено подключение 1 скважины (G 161).

На манифольде MC-GS 6/3 предусмотрено подключение 2 скважин (NB 703-3, NB 704-2).

На манифольде MC-GS 6/4 предусмотрено подключение 2 скважин (NB 759-2, NB 923-3).

На манифольде MC-GS 9/3 предусмотрено подключение 3 скважин (NB 760, NB 925-3, NB 934).

На манифольде MC-GS 9/2 предусмотрено подключение 3 скважин (NB 928, NB 928-3, К 45).

На манифольде MC-7 предусмотрено подключение 1 скважины (NB 907-2).

На манифольде MC-East 3 предусмотрено подключение 1 скважины (NB 10521).

На манифольде MC-12/3 предусмотрено подключение 1 скважины (NB 10506-1).

На манифольде MC-12/4 предусмотрено подключение 1 скважины (NB 10482-1).

На манифольде MC-22/6 предусмотрено подключение 3 скважин (NB 10442-3, NB 10454-3, NB 10461-1).

На манифольде водозаборной скважины 15 предусмотрено подключение 1 скважины (G 174).

На манифольде водозаборной скважины 19 предусмотрено подключение 1 скважины (G 183).

На манифольде MC-12 предусмотрено подключение НГ трубопроводов диаметром 200 мм от проектируемых манифольдов MC-12/5, MC-East 2.

На манифольде MC-12/1 предусмотрено подключение ВПЛ трубопроводов диаметром 150 мм до проектируемых манифольдов MC-12/5, MC-East 2.

На манифольде 3У-22 предусмотрено подключение ВПЛ трубопровода диаметром 150 мм до проектируемого манифольда MC-22/7.

На манифольде 3У-22 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром 200 мм от проектируемого манифольда MC-22/7.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						45

На существующих манифольдных станциях технологические трубопроводы прокладываются надземно.

В соответствии с СН 527-80 табл. 1 в зависимости от свойств и параметров транспортируемой среды трубопроводы на обустраиваемых территориях отнесены:

- тестовый манифольд -к трубопроводам группы Б(б) категории III;
- эксплуатационный манифольд -к трубопроводам группы Б(б) категории III;
- трубопроводы пластовой воды -к трубопроводам группы В категории III;
- дренажные трубопроводы - к трубопроводам группы В категории III.

Трубы для обвязки выбраны бесшовные стальные трубы по стандартам API 5L выполненные из стали марки ASTM A-106-96 тип А.

Все, закладываемые в проекте фитинги трубопроводов, фланцы, заглушки и крепежные изделия по требованию заказчика соответствуют стандартам ASME.

Изготовление, монтаж и испытание трубопроводов производить в соответствии СН 527-80, СП РК 3.05-103-2014 и ВНТП 3-85.

После получения удовлетворительных результатов контроля сварных швов напорные трубопроводы на площадках подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и герметичность на испытательное давление $R_{исп.}=1,25 \cdot R_{раб.}=6,87$ МПа. Дренажные трубопроводы - $R_{исп.}=1,5 \cdot R_{раб.}=0,2$ МПа. Тестовый манифольд, эксплуатационный манифольд $R_{исп.}=1,25 \cdot R_{расч}=6,87$ МПа.

Согласно ВНТП 3-85 давление испытания на прочность трубопроводов пластовой воды не менее $R_{исп.}=1,5 \cdot R_{раб.}=8,25$ МПа. Давление испытания на герметичность не менее $R_{исп.}=R_{раб.}$. Продолжительность испытаний на прочность 10 минут, на герметичность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами для технологических трубопроводов составляет: для III категории – 2% от общего количества стыков.

Проектом предусматривается наружная антикоррозионная защита и тепловая изоляция всех технологических трубопроводов. Покровный слой тепловой изоляции - лист из оцинкованной стали.

Окраску и маркировку надземных трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 и СТП 04-2013 BOLTd.

Участки эксплуатационного и тестового манифольда окрашиваются опознавательной краской через 4-6 м, коричневым цветом. Участки дренажного манифольда и манифольда пластовой воды окрашиваются опознавательной краской через 10 м, зеленым цветом. Ширину участков опознавательной окраски принять равной 2-4 диаметрам, в зависимости от наружного диаметра трубопроводов (с учетом изоляции): для труб диаметром до 300 мм - не менее 4 диаметров, для труб диаметром свыше 300 мм - не менее 2 диаметров.

Цвет маркировочных надписей: «Нефтегазовая смесь» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с коричневым участком. Цвет предупредительных колец должен быть красным, количество предупредительных колец – одно.

Цвет маркировочных надписей: «Вода пластовая» и «Дренаж» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с зеленым участком.

Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.

Окраску наружных трубопроводов производить эмалями наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.

Обвязка трубопроводов на площадках существующих манифольдов предусматривается таким образом, что добывающие скважины в любой момент могут быть переведены под нагнетание и обратно. Для нагнетания будет

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист		
							46	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Цвет маркировочных надписей: «Нефтегазовая смесь» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с коричневым участком. Цвет предупредительных колец должен быть красным, количество предупредительных колец – одно.					
Цвет маркировочных надписей: «Вода пластовая» и «Дренаж» наносимых на трубопроводы и стрелки, указывающие направление потока должны быть черным на белом рядом с зеленым участком.								
Штурвалы или рукоятки запорных арматур окрашиваются в красный сигнальный цвет.								
Окраску наружных трубопроводов производить эмалями наиболее стойкими к атмосферным условиям и воздействию агрессивных сред.								
Обвязка трубопроводов на площадках существующих манифольдов предусматривается таким образом, что добывающие скважины в любой момент могут быть переведены под нагнетание и обратно. Для нагнетания будет								

использована пластовая вода, поступающая с площадки БКНС на ЦППН или УПСВ.

5.3.6. Выкидные линии добывающих скважин

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции нефтяных скважин до манифольдов. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная лучевая закрытая система.

- 1-й пусковой комплекс:
- выкидные линии от 12 проектируемых добывающих скважин NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1 до существующих манифольдов.
- 2-й пусковой комплекс:
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568 до проектируемых манифольдов.
- 3-й пусковой комплекс:
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188 до существующих манифольдов и проектируемого манифольда.

Выкидные линии от проектируемых скважин выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб диаметрами 3” (Ду80 мм) со следующими техническими параметрами: Ру 1250 PSI (8.62 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3°С.

Рабочее давление в выкидных линиях – 1,6 МПа, в случае перевода добывающей скважины на водонагнетательную скважину – 5,5 МПа, расчетное – 6,87 МПа.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 выкидные линии отнесены к трубопроводам III класса, I группы, III категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 м по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам II категории.

Глубина заложения предусматривается 1,4 м ÷ 2,2 м до верха трубы.

Протяженность выкидных линий от проектируемых скважин, условный диаметр представлен в таблице 5.3.5.

Таблица 5.3.5.

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
1-й пусковой комплекс				22.	NB 10527	80	897
1.	NB 4013A-1	80	557	23.	NB 10195-2	80	350
2.	NB 521-1	80	606	24.	NB 10571	80	748
3.	NB 934	80	618	25.	NB 10568	80	531
4.	NB 928	80	575	3-й пусковой комплекс			
5.	NB 907-2	80	237	26.	NB 10528-2	80	389
6.	NB 760	80	463	27.	NB 10529-1	80	806
7.	NB 704-2	80	569	28.	NB 10157-1	80	326
8.	NB 759-2	80	96	29.	NB 10574-2	80	442
9.	NB 10521	80	1180	30.	NB 10573	80	670
10.	NB 10482-1	80	1015	31.	NB 10170-1	80	2483
11.	NB 10506-1	80	512	33.	NB 10524	80	1876
12.	NB 10461-1	80	107	33.	G161	80	439
2-й пусковой комплекс				34.	K78	80	1169

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

13.	NB 10219-1	80	315	35.	K45	80	514
14.	NB 10526-1	80	773	36.	G188	80	1706
15.	NB 10353-2	80	179				
16.	NB 10194	80	512				
17.	NB 10194-1	80	388				
18.	NB 10359-1	80	576				
19.	NB 10526-2	80	625				
20.	NB 10196-2	80	514				
21.	NB 10466-2	80	793				

Протяженность выкидных линий первого пускового комплекса составляет – 8 367 м.

Протяженность выкидных линий второго пускового комплекса составляет – 6 670 м.

Протяженность выкидных линий третьего пускового комплекса составляет – 10 820м.

Общая протяженность выкидных линий – **25 857м.**

При подходе к манифольду все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Месторождение «Северные Бузачи» действующее, имеет разветвленную сеть внутрипромысловых автомобильных дорог и подъездных путей, с которыми пересекаются проектируемые внутрипромысловые трубопроводы.

Пересечение внутприпромыслового трубопровода под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляр).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригрузки трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия выкидной линии во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 10 м.

На трассах трубопроводов проектом предусматривается установка опознавательных знаков, высотой 2,0 метра от поверхности земли:

- в местах ответвлений;
- на расстоянии не более 1 км. друг от друга;
- на углах поворота в горизонтальной плоскости;
- в местах подхода к площадкам.

На щите – указателе должны быть приведены:

- наименование трубопровода и входящего в его состав сооружения;
- километр и пикет трассы;
- номер телефона эксплуатирующей организации.

Подземную прокладку трубопроводов выполнить в соответствии с СН РК 4.01-22-2004 «Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика» и СТ РК 1255-4-2004 «Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация».

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованием СН РК 4.01-22-2004 и рекомендаций фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Выкидные линии из стекловолоконных труб испытывают на прочность и герметичность с давлением как у нагнетательных линий, в связи с тем, что добывающие скважины в будущем могут быть переведены под нагнетание.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производить гидравлическим методом. Давление испытания на прочность не менее $R_{исп}=1,25 \cdot R_{раб}=6,87$ МПа, давление испытания на герметичность не менее

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ

температура застывания воды будет менее - 5 °С.

Рабочее давление в нагнетательных линиях – 5,5 МПа, расчетное – 6,87 МПа.

В соответствии с требованиями ВНТП 3-85 нагнетательные линии отнесены к трубопроводам II категории.

Глубина заложения предусматривается 1,6 м - 2,2 м до верха трубы.

Протяженность нагнетательных линий, условный диаметр представлена в таблице 5.3.6.

Таблица 5.3.6.

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
1-й пусковой комплекс				3-й пусковой комплекс			
1.	NB 509-3	80	425	14.	NB 10527-3	80	289
2.	NB 923-3	80	799	15.	NB 10528-3	80	284
3.	NB 925-3	80	832	16.	NB 10171-3	80	2215
4.	NB 928-3	80	888	17.	NB 10170-3	80	255
5.	NB 703-3	80	479	18.	G183	80	1682
6.	NB 10442-3	80	371	19.	G174	80	569
7.	NB 10454-3	80	1057				
2-й пусковой комплекс							
8.	NB 10567-3	80	522				
9.	NB 10221-3	80	1004				
10.	NB 10449-3	80	323				
11.	NB 10455-3	80	70				
12.	NB 10448-3	80	648				
13.	NB 10456-3	80	597				

Протяженность нагнетательных линий первого пускового комплекса составляет – 4 851м.

Протяженность нагнетательных линий второго пускового комплекса составляет – 3 164 м.

Протяженность нагнетательных линий третьего пускового комплекса составляет – 7 594 м.

Общая протяженность нагнетательных линий – **15 609 м.**

При отходе от манифольда все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Пересечение внутримышечного трубопровода под автомобильной дорогой и площадкой выполняются в защитном кожухе (футляре).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригрузки трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия нагнетательных линий во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 9-10 м (в зависимости от длины трубы, укладывается на стыковое соединение).

В напорном трубопроводе от воздействия рабочего давления и гидравлического удара (волны давления) возникают неуравновешенные силы давления в отводах, переходах, тройниках, поворотах, расширениях и других

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

изменениях в линейном направлении. Для предотвращения разъема соединений необходимо использовать мешки с песком в соответствии с инструкцией по прокладке трубопроводов завода изготовителя.

На трассах трубопроводов проектом предусматривается установка опознавательных знаков, высотой 2,0 метра от поверхности земли:

- в местах ответвлений;
- на расстоянии не более 1 км. друг от друга;
- на углах поворота в горизонтальной плоскости;
- в местах подхода к площадкам.

На щите – указателе должны быть приведены:

- наименование трубопровода и входящего в его состав сооружения;
- километр и пикет трассы;
- номер телефона эксплуатирующей организации.

Подземную прокладку трубопроводов выполнить в соответствии с СН РК 4.01-22-2004 «Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика» и СТ РК 1255-4-2004 «Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация».

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованиями СН РК 4.01-22-2004, ВНТП 3-85 и рекомендаций фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производить гидравлическим методом. Давление испытания на прочность трубопроводов системы ППД не менее $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб}=6,87$ МПа, давление испытания на герметичность не менее $P_{исп.}=P_{раб}=5,5$ МПа. Продолжительность при испытании на прочность 12 ч., на герметичность 24 ч.

Учитывая достаточно высокую плотность застройки месторождения в районе прокладки трубопроводов и невозможность моделирования поворотов трассы упругим изгибом трубопровода, углы поворота в горизонтальной плоскости выполнены стандартными отводами (согласно номенклатурного перечня завода изготовителя) с доведением до требуемого расчетного угла упругим изгибом, либо двумя отводами, развернутыми в вертикальной плоскости на требуемую величину угла.

При прокладке трубопроводов не допускать перегиба или провисания труб до максимальных радиусов перегиба при укладке на резкие перепады горизонтальных и вертикальных поверхностей.

В зоне прокладки труб должны использоваться только рыхлые грунты без камней. Следует избегать засыпки замороженным грунтом при холодной погоде в зоне прокладки труб, так как это может вызвать повреждения при ударной нагрузке. Нельзя уплотнять насыпь над трубами с помощью вождения тяжелого оборудования по линии траншеи, так как это вызовет трещины в трубе.

Нагнетательные линии укладываются подземно. Глубина заложения предусматривается 1,6 м ÷ 2,2 м до верха трубы. Монтаж трубопроводов осуществляется трубоукладчиками в траншею на подготовленное, выровненное основание из мягкого грунта. Производится обсыпка мягким грунтом вручную. Обратную засыпку производить бульдозером. В качестве строп для укладки стекловолоконных труб использовать мягкие стропы-полотенца. Не допускается засыпка траншеи с включением крупных обломков грунта.

На трубопроводах устраивается насыпь-обвалование.

5.3.8. **Внутрипромысловые нефтегазопроводы**

Проектируемые внутрипромысловые нефтегазопроводы предусмотрены в рамках третьего пускового комплекса.

В проекте предусмотрено строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов:

- от манифольдной станции МС- 12/5 до манифольда МС-12, с протяженностью 2 293 м, условным

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						51

- диаметром Ду 200 мм (8");
- от манифольдной станции МС- 22/7 до манифольда ЗУ-22, с протяженностью 2 559 м, условным диаметром Ду 200 мм (8");
- от манифольдной станции МС-East2 до манифольда МС-12, с протяженностью 3 569 м, условным диаметром Ду 200 мм (8").

Общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов – **8 421 м.**

Проектируемые внутрипромысловые нефтегазопроводы выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрами Ду 200 мм (8") со следующими техническими параметрами: Ру 750 PSI (5.17 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3°С.

Все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

Рабочее давление в нефтесборном коллекторе – 1,6 МПа, расчетное – 5,0 МПа.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 нефтегазопроводы отнесены к трубопроводам III класса, I группы, IV категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 м по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам II категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с автодорогами, ранее проложенными по месторождению от подошвы насыпи 25 м по обе стороны, отнесены к трубопроводам III категории.

Глубина заложения – 1,4 м до верха трубы.

Пересечение внутприпромысловых трубопроводов под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляр).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригрузки трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия нефтегазосборного коллектора во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 10 м (зависит от длины труб, укладку мешков на стыки между трубами).

В напорном трубопроводе от воздействия рабочего давления и гидравлического удара (волны давления) возникают неуравновешенные силы давления в отводах, переходах, тройниках, поворотах, расширениях и других изменениях в линейном направлении. Для предотвращения разъема соединений необходимо использовать мешки с песком в соответствии с инструкцией по прокладке трубопроводов завода изготовителя.

На трассах трубопроводов проектом предусматривается установка опознавательных знаков, высотой 2,0 метра от поверхности земли:

- в местах ответвлений;
- на расстоянии не более 1 км. друг от друга;
- на углах поворота в горизонтальной плоскости;
- в местах подхода к площадкам.

На щите – указателе должны быть приведены:

- наименование трубопровода и входящего в его состав сооружения;
- километр и пикет трассы;
- номер телефона эксплуатирующей организации.

Подземную прокладку трубопроводов выполнить в соответствии с СН РК 4.01-22-2004 «Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика» и СТ РК 1255-4-2004 «Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация».

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованием СН РК 4.01-22-2004 и рекомендаций

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
									52
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производить гидравлическим методом. Давление испытания на прочность 5,0 МПа, но не менее $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.}$, давление испытания на герметичность 4,0 МПа, но не менее $P_{исп.}=P_{раб.}$. Продолжительность при испытании на прочность 12 ч., на герметичность 24 ч.

Учитывая достаточно высокую плотность застройки месторождения в районе прокладки трубопроводов и невозможность моделирования поворотов трассы упругим изгибом трубопровода, углы поворота в горизонтальной плоскости выполнены стандартными отводами (согласно номенклатурного перечня завода изготовителя) с доведением до требуемого расчетного угла упругим изгибом, либо двумя отводами, развернутыми в вертикальной плоскости на требуемую величину угла.

При прокладке трубопроводов не допускать перегиба или провисания труб до максимальных радиусов перегиба при укладке на резкие перепады горизонтальных и вертикальных поверхностей.

В зоне прокладки труб должны использоваться только рыхлые грунты без камней. Следует избегать засыпки замороженным грунтом при холодной погоде в зоне прокладки труб, так как это может вызвать повреждения при ударной нагрузке. Нельзя уплотнять насыпь над трубами с помощью вождения тяжелого оборудования по линии траншеи, так как это вызовет трещины в трубе.

Внутрипромысловые нефтегазопроводы укладываются подземно. Глубина заложения предусматривается 1,4 м до верха трубы. Монтаж трубопроводов осуществляется трубоукладчиками в траншею на подготовленное, выровненное основание из мягкого грунта. Производится обсыпка мягким грунтом вручную. Обратную засыпку производить бульдозером. В качестве строп для укладки стекловолоконных труб использовать мягкие стропы-полотенца. Не допускается засыпка траншеи с включением крупных обломков грунта.

На трубопроводах устраивается насыпь-обвалование.

5.3.9. Внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД)

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) предусмотрены к реализации в рамках второго и третьего пусковых комплексов.

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы ППД от существующих узлов ППД предназначены для транспортировки пластовой воды от существующих узлов ППД до проектируемых манифольдных станции MC-12/5, MC-22/7, MC-East 2 .

По проекту предусмотрено строительство внутрипромысловых трубопроводов системы поддержания пластового давления (ППД):

- от манифольда MC-12 до MC-12/5, с протяженностью 774 м, условным диаметром Ду 150 мм (6");
- от манифольда ЗУ-22 до MC-22/7, с протяженностью 2 594 м, условным диаметром Ду 150 мм (6");
- от манифольда MC-12/1 до MC-East 2, с протяженностью 2 048 м, условным диаметром Ду 150 мм (6").

Общая протяженность внутрипромысловых трубопроводов (ППД) – **5 416 м.**

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы ППД выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условными диаметрами Ду150 мм (6") со следующими техническими параметрами: Ру1250 PSI (8.62 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3 °С, с покрытием, устойчивым к коррозии.

Для защиты обсадных колон скважин на существующих БКНС системы поддержания пластового применяются блоки дозирования реагентов для впрыска в водонапорные трубы ингибиторов коррозии.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ
------	------	----------	-------	------	----------------------------

Лист
53

Рабочее давление внутримыслового трубопровода системы ППД – 5,5 МПа, расчетное – 6,87 МПа.

Глубина заложения предусматривается 1,6 м - 2,2 м до верха трубы.

Все надземные участки трубопроводов теплоизолируются. Покровный слой тепловой изоляции - листы из оцинкованной стали.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 выкидные линии отнесены к трубопроводам III класса, I группы, III категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 м по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам I категории. Участки трубопроводов в местах при пересечении с автодорогами, ранее проложенными по месторождению от подошвы насыпи 25 м по обе стороны, отнесены к трубопроводам II категории.

Пересечение внутримысловых трубопроводов под автомобильной дорогой выполняются в защитном кожухе (футляре).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригрузки трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия трубопроводов системы ППД во время монтажа. Шаг укладки грузов принять равным 9-10 м (в зависимости от длины трубы, укладывается на стыковое соединение).

В напорном трубопроводе от воздействия рабочего давления и гидравлического удара (волны давления) возникают неуравновешенные силы давления в отводах, переходах, тройниках, поворотах, расширениях и других изменениях в линейном направлении. Для предотвращения разъема соединений необходимо использовать мешки с песком в соответствии с инструкцией по прокладке трубопроводов завода изготовителя.

На трассах трубопроводов проектом предусматривается установка опознавательных знаков, высотой 2,0 метра от поверхности земли:

- в местах ответвлений;
- на расстоянии не более 1 км. друг от друга;
- на углах поворота в горизонтальной плоскости;
- в местах подхода к площадкам.

На щите – указателе должны быть приведены:

- наименование трубопровода и входящего в его состав сооружения;
- километр и пикет трассы;
- номер телефона эксплуатирующей организации.

Подземную прокладку трубопроводов выполнить в соответствии с СН РК 4.01-22-2004 «Инструкция по подземной и надземной прокладке трубопроводов из стеклопластика» и СТ РК 1255-4-2004 «Система трубопроводов из стеклопластиков (GRP). Часть 4. Сборка, прокладка и эксплуатация».

Испытание трубопроводов производить в соответствии с требованиями СН РК 4.01-22-2004, ВНТП 3-85 и рекомендаций фирмы изготовителя и поставщика стекловолоконных труб.

Испытание трубопроводов на прочность и герметичность производить гидравлическим методом. Давление испытания на прочность трубопроводов системы ППД не менее $R_{исп.}=1,25 \cdot R_{раб}=6,87$ МПа, давление испытания на герметичность не менее $R_{исп.}=R_{раб}=5,5$ МПа. Продолжительность при испытании на прочность 12 ч., на герметичность 24 ч.

Учитывая достаточно высокую плотность застройки месторождения в районе прокладки трубопроводов и невозможность моделирования поворотов трассы упругим изгибом трубопровода, углы поворота в горизонтальной плоскости выполнены стандартными отводами (согласно номенклатурного перечня завода изготовителя) с доведением до требуемого расчетного угла упругим изгибом, либо двумя отводами, развернутыми в вертикальной

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист	
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ				

плоскости на требуемую величину угла.

При прокладке трубопроводов не допускать перегиба или провисания труб до максимальных радиусов перегиба при укладке на резкие перепады горизонтальных и вертикальных поверхностей.

В зоне прокладки труб должны использоваться только рыхлые грунты без камней. Следует избегать засыпки замороженным грунтом при холодной погоде в зоне прокладки труб, так как это может вызвать повреждения при ударной нагрузке. Нельзя уплотнять насыпь над трубами с помощью вождения тяжелого оборудования по линии траншеи, так как это вызовет трещины в трубе.

Внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) укладываются подземно. Глубина заложения предусматривается 1,6- 2,2 м до верха трубы. Монтаж трубопроводов осуществляется трубоукладчиками в траншею на подготовленное, выровненное основание из мягкого грунта. Производится обсыпка мягким грунтом вручную. Обратную засыпку производить бульдозером. В качестве строп для укладки стекловолоконных труб использовать мягкие стропы-полотенца. Не допускается засыпка траншеи с включением крупных обломков грунта.

На трубопроводах устраивается насыпь-обвалование.

5.4. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 4.3.7.

Таблица 4.3.7.

№№ п.п	НАИМЕНОВАНИЕ ПОМЕЩЕНИЯ, УЧАСТКА И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ	Вещества, обращающиеся в производстве	КАТЕГОРИЯ взрывопожарной и пожарной опасности по Техническому регламенту от 23 июня 2017 года № 439 «ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПБ»	КАТЕГОРИЯ И ГРУППА взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.2-2002	Класс зоны взрывной и пожарной опасности по ПУЭ РК
1	Площадка добывающей скважины	Нефтегазовая смесь	А	IIА – ТЗ	В-1г
2	Площадка водонагнетательной скважины	Пластовая вода	Д	-	-
3	Площадка манифольда	Нефтегазовая смесь, пластовая вода	А	IIА – ТЗ	В-1г

5.5. СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

Срок эксплуатации основного оборудования и трубопроводов представлен в таблице 4.3.8.

Таблица 4.3.8.

НАИМЕНОВАНИЕ	СРОК СЛУЖБЫ*	ИСТОЧНИК
Манифольд заводского изготовления с Замерной установкой (блочная)	15 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»
Кориолисовый расходомер	10 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»
Счетчик жидкости, расходомер	10 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Запорная арматура	10 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»
Труба стекловолоконная, фитинги	При соблюдении условий эксплуатации не менее 50 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»
Труба стальная, фитинги	8 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»

* – Срок службы технологического оборудования и трубопроводов, применяемых в данном проекте, в соответствии с условиями эксплуатации, но не менее гарантированного срока заводом-изготовителем.

5.6. УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА

При организации системы сбора и транспортировки нефтегазовой жидкости проектом не предусматривается наличие каких-либо постоянных отходов производства. Сбор и транспортировка нефтегазовой жидкости осуществляются по герметичной трубопроводной системе.

На проектируемых скважинах и манифольдных станций организованных отходов производства так же не предусматривается.

Наличие таких отходов как: строительные отходы, металлолом, отработанные масла и др. при эксплуатации технологического трубопроводов не предусматривается.

На месторождении уже существует отлаженная система по сбору и переработке различных видов отходов. Заключены договора с соответствующими организациями.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

6. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. ВВЕДЕНИЕ

Архитектурно-строительной частью рабочего проекта предусматривается строительство сооружений для обслуживания объекта «Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутривнепромысловые трубопроводы. Электрообеспечение».

- Архитектурно-строительная часть рабочего проекта разработана на основании:
- задания на проектирование, выданного «Buzachi Operating Ltd»;
 - технологических проектных решений;
 - инженерно-геологическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Инженерный центр».

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

6.2. РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ

- Район строительства характеризуется следующими условиями:
- климатический район строительства по СП РК 2.04-01-2017 - IV Г
 - расчетная зимняя температура воздуха по СП РК 2.04-01-2017 - 19,7 °C
 - нормативное снеговое давление для I снегового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017* – 0,8 кПа
 - нормативное ветровое давление для IV ветрового района по НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017* - 0,77 кПа.

По данным инженерно-геологических изысканий, в пределах исследуемого участка развиты четвертичные отложения, представленные супесью от твердой до пластичной консистенции, суглинком, глиной и выделено 4 инженерно-геологических элемента:

ИГЭ -1 Насыпной грунт коричневый, твердый, просадочный.

- Нормативные значения грунта:
- Плотность грунта $\rho_n = 1,88 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0
 - Удельное сцепление $C_n = 25 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\phi_n = 24^\circ$
 - Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 11,7 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)
 - Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 5,8 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)
 - Грунт просадочный. Тип просадочности I. Начальное просадочное давление 0,085МПа. Коэффициенты относительной просадочности при 0,3 МПа 0,024.

ИГЭ -2 Супесь коричневая, твердой консистенции, просадочная.

- Нормативные значения грунта:
- Плотность грунта $\rho_n = 1,97 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0
 - Удельное сцепление $C_n = 30 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\phi_n = 22^\circ$
 - Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 11,7 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)
 - Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 6,2 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)
 - Грунт просадочный. Тип просадочности I. Начальное просадочное давление 0,029- 0,045МПа.
 - Коэффициенты относительной просадочности при 0,3 МПа 0,033-0,040.
 - Максимальная плотность 2,16 г/см³ при оптимальной влажности 0,13дол.ед. и плотность скелета уплотнённого образца 1,91 г/см³ при коэффициенте относительного уплотнения при 0,95.

ИГЭ -3 Супесь коричневая, пластичная.

Ип Э-2 Супесь коричневая, твердой консистенции, просадочная.						
Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инд. № подл.						
Нормативные значения грунта:						
- Плотность грунта $\rho_n = 1,97 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0						
- Удельное сцепление $C_n = 30 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 22^\circ$						
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 11,7 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)						
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: $E_n = 6,2 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)						
- Грунт просадочный. Тип просадочности I. Начальное просадочное давление 0,029- 0,045МПа.						
- Коэффициенты относительной просадочности при 0,3 МПа 0,033-0,040.						
- Максимальная плотность $2,16 \text{ г/см}^3$ при оптимальной влажности 0,13дол.ед. и плотность скелета уплотнённого образца $1,91 \text{ г/см}^3$ при коэффициенте относительного уплотнения при 0,95.						
ИГЭ -3 Супесь коричневая, пластичная.						
					2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

Нормативные значения грунта:

- Плотность грунта $\rho_n = 2,13 \text{ г/см}^3$, показатель текучести $0,73:0,90$
- Удельное сцепление $C_n = 23 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 22^\circ$.
- Модуль деформации при $0,3-0,2 \text{ МПа}$: $E_n = 8,4 \text{ МПа}$ (в естественном состоянии)
- Грунт среднесжимаемый. Коэффициент уплотнения при $0,3 \text{ МПа}$: $0,012-0,014 \text{ МПа}^{-1}$.

ИГЭ -4 Глина коричневая, твердой консистенции, с маломощными прослоями песка

Нормативные значения грунта:

- Плотность грунта $\rho_n = 1,94 \text{ г/см}^3$, показатель текучести <0
- Удельное сцепление $C_n = 46 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения $\varphi_n = 19^\circ$.
- Модуль деформации при $0,3-0,2 \text{ МПа}$: $E_n = 3,2 \text{ МПа}$ (в водонасыщенном состоянии)
- Грунт среднесжимаемый. Коэффициент уплотнения при $0,3 \text{ МПа}$: $0,025-0,028 \text{ МПа}^{-1}$.

Грунтовые воды вскрыты повсеместно. На проектируемых территориях грунтовые воды вскрыты на глубине от $0,5 \div 1,8 \text{ м}$. Воды по содержанию сульфатов (до 11357 мг/л) сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и слабоагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов (до 101890 мг/л) воды сильноагрессивные к железобетонным конструкциям.

Грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и от среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты сильноагрессивные к железобетонным конструкциям.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов по метеостанции «Форт-Шевченко»:

- суглинки, глины – $0,52 \text{ м}$;
- насыпной грунт, супеси – $0,63 \text{ м}$.
- максимальная глубина проникновения 0°C в почву составляет – $1,26 \text{ м}$.

Согласно СП РК 2.03-30-2017г. сейсмичность района составляет 5 баллов.

6.3. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

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

- СНиП РК 2.02-05-2009* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН РК 3.02-28-2011, СП РК 3.02-128-2012 «Сооружения промышленных предприятий»;
- СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП РК EN 1992-1-1:2004/2011 «Проектирование железобетонных конструкций. Часть 1-1. Общие правила и правила для зданий с Национальными приложениями»;
- СН РК 5.01-02-2013, СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СП РК EN 1993-1-1:2005/2011 «Проектирование стальных конструкций. Часть 1 -1. Общие правила и правила для зданий с Национальным приложением»
- СТ СЭВ 1407-88 «Надежность строительных конструкций и оснований. Нагрузки и воздействия. Основные положения».

Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию сооружений.

Архитектурно-строительной частью проекта предусмотрены следующие технологические площадки:

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	58

- Обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин;
- Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных;
- Манифольдная станция МС-23/7;
- Модернизация существующих манифольдных станций;
- Внеплощадочные сети электроснабжения.

6.3.1. Обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин

Рабочим проектом предусматривается обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин двух типов. На добывающих и водонагнетательных скважинах проектом предусмотрены следующие проектные сооружения и конструкции:

Защитное ограждение

Защитное ограждение запроектировано из сетчатых панелей металлических по серии 3.017-1 выпуск 2 высотой 1,71 м, конструкция сетчатого ограждения приведена на чертеже 2024/1085/00/S-17/2-03-АС, лист 14.

Поверхность ограждения должна быть желтого цвета или иметь предупреждающие чередующиеся вертикальные или горизонтальные полосы желтого сигнального и черного цветов при соотношении ширины полос 1:1.

Опоры под трубопроводы

Опоры под трубопроводы, приняты из стальной трубы по ГОСТ 10704-91. Фундаменты под опоры выполнить из бетона кл. С20/25 на сульфатостойком цементе. Марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

Стойка под шкаф управления (при эксплуатации УШВН)

Конструкция стойки под шкаф управления состоит из стойки квадратного сечения, выполненной из двух сваренных швеллеров по ГОСТ 8240-97 и полка – уголок по ГОСТ 8509-93. Фундамент из монолитного бетона кл.С20/25 на сульфатостойком цементе. Марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

Фундамент под станцию управления и повышающий трансформатор УЭЦН

Станция управления и повышающий трансформатор устанавливаются на дорожную плиту ДП 8-2 по СТ РК 937-92.

Стойка под ШСВГ

Стойка под ШСВГ запроектирована из стальной трубы диаметром 89 мм по ГОСТ 8732-78. Стойка устанавливается на монолитный фундамент из бетона кл. кл.С20/25 на сульфатостойком цементе. Марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

6.3.2. Перевод существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных

Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037К, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1Н, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3Н, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3Н.

При переводе добывающих скважин на водонагнетательные надземная часть трубопроводов обвязки устья добывающей скважины полностью демонтируется и затем монтируется согласно по схеме водонагнетательной скважины.

На площадке скважин производится демонтаж трубопроводов и предусматривается прокладка новых. Опоры под технологические трубопроводы запроектированы из стальной трубы Ø89 по ГОСТ 10704-91. Опоры устанавливаются на монолитные фундаменты из бетона кл.С20/25 на сульфатостойком портландцементе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						59

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1
------	------	----------	-------	------	--------

6.3.3. Манифольдные станции MC-12/5, MC-22/7, MC-East 2

Площадки манифольдных станций MC-12/5, MC-22/7, MC-East 2 запроектированы прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 3,8х13,5м.

Площадка выполнена из монолитного бетона кл. C20/25 на сульфатостойком цементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из БР100.30.15 по ГОСТ 6665-91.

Для сбора поверхностных стоков на площадке предусмотрены приямки ПР-1 с габаритными размерами 0,7х0,7х1,0(н)м, из монолитного бетона класса C20/25, армированный сетками по ГОСТ 23279-2012, который перекрывается металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89.

На площадке предусмотрены фундаменты ФМ-1 для установки блочной замерной и водонагнетательной установки.

Фундаменты ФМ-1 выполнены из монолитного ж/бетона. Бетон кл. C20/25. Арматура кл. А400.

Площадь застройки площадки – 56,58 м².

6.3.4. Модернизация существующих манифольдных станций

Данным проектом предусматривается модернизация существующих площадок манифольдных станций:

- 1-й пусковой комплекс:
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB22/1, MC-NB23/9 MC-GS9/3, MC-GS9/2, MC-7, MC-GS6/3, MC-GS6/4, MC-East3, MC-12/4, MC-12/3, MC-22/6.
- 3-й пусковой комплекс:
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS24/1, MC-17/4, MC-GS9/2.

На существующих манифольдных площадках предусмотрено расширение площадки. Площадка запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 3,8х5,0м и 3.8х5.4м, Площадка выполнена из монолитного бетона кл. C20/25 на сульфатостойком цементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из монолитного бетона кл. C20/25, высотой 150 мм.

На площадке предусмотрены фундаменты ФМ-1 для установки блочной замерной и водонагнетательной установки.

Фундаменты ФМ-1 выполнены из монолитного ж/бетона. Бетон кл. C20/25. Арматура кл. А400.

Категория взрывопожарной и пожарной опасности – «А».

Уровень ответственности сооружения – II.

Металлические стойки под манифольдные коллекторы и опоры под технологические трубопроводы запроектированы из швеллеров по ГОСТ 8240-97 и стального листа по ГОСТ 19903-2015.

6.3.5. Внеплощадочные сети электроснабжения

Трансформатор устанавливаются на монолитный фундамент. Размер монолитного фундамента 1,2х1,5х0,3(н)м, запроектирован из бетона кл.C20/25 на сульфатостойком цементе. Марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100. Арматура кл. А400С.

Защитное ограждение трансформатора запроектировано из стальной трубы диаметром 76 мм по ГОСТ 10704-91. Стойка устанавливается на монолитный фундамент из бетона кл.C20/25 на сульфатостойком цементе. Марка по

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						60

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1
------	------	----------	-------	------	--------

водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

6.3.6. Мероприятия по взрыво- и пожаробезопасности

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво и пожаробезопасности согласно СНиП РК 2.02-05-2009*, СН РК 3.02-28-2011, СП РК 3.02-128-2012, ВНТП 3-85.

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» все технологические и вспомогательные установки манифольдов и площадок скважин со взрыво- и пожароопасными зонами оборудуются системами молниезащиты.

Заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяженных металлических конструкциях и между параллельно проложенными металлическими трубопроводами при их сближениях на расстояние менее 10 см устраиваются металлические перемычки.

Пути эвакуации запроектированы требуемой по СНиП РК 2.02-05-2009* ширины и на требуемом расстоянии.

Площадки технологических установок, расположенные на земле, выполнены из монолитного бетона и ограждаются монолитным бордюром высотой 150 мм.

6.3.7. Специальные защитные мероприятия

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам на портландцементе.

Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм. Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются битумом за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Все металлические конструкции подвергаются покраске. Краской ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунту из лака ГФ-021 ГОСТ 25129-82* в соответствии со СН РК 2.01-01-2013 и СП РК 2.01-101-2013.

В рабочем проекте будут предусмотрены мероприятия, исключаящие затопление территории: вертикальная планировка территории, устройство отмостки, устройство бетонных площадок с последующим сбором стоков в дренажную систему.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			61

7. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

7.1. ВВЕДЕНИЕ

Электротехнический раздел рабочего проекта «Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение», разрабатывается на основании задания заказчика, технологического раздела, генерального плана и других частей проекта.

Природно-климатические характеристики района строительства подробно представлены в общей части проекта.

7.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

По классификации согласно ПУЭ РК территория месторождения Северные Бузачи относится к IV ветровому району.

На высоте 15 м от земли максимальный напор ветра составляет 50 дан/м², максимальная скорость ветра - 29 м/сек, повторяемость - 1 раз в 10 лет.

Район по гололеду - II, максимальная толщина стенки гололеда - 5 мм.

Продолжительность гроз - менее 10 часов в год.

Согласно карте районирования по степени загрязненности район характеризуется VI степенью загрязненности от природных источников загрязнения.

В настоящем проекте все технические решения по электроснабжению и электрооборудованию объектов приняты и разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 об утверждении Правил устройства электроустановок (ПУЭ РК);

- СН РК 4.04-07- 2023 - Электротехнические устройства;
- СП РК 2.04-103-2013 - Устройство молниезащиты зданий и сооружений;
- СП РК 2.04-104-2012 – Естественное и искусственное освещение;

Электроснабжение проектируемых объектов месторождения выполнено согласно Техническим Условиям №02-977-06 от 26.07.2024 Филиала компании «Buzachi Operating Ltd».

Во время разработки рабочего проекта все указанные в данном разделе документы будут приняты как руководящие.

7.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Электроснабжение месторождения «Северные Бузачи» осуществляется от ПС-220/110 кВ УРПС «Каражанбас» по двум одноцепным ВЛ-110 кВ «Северные Бузачи-1» и «Северные Бузачи-2» протяженностью 24,8 км каждая. По данным ВЛ-110 кВ напряжение подается на ПС 110/20кВ «Северные Бузачи-1». По отпайкам ВЛ-110 кВ «Северные Бузачи-2-1» и «Северные Бузачи-2-2» напряжение подается на ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2».

ПС110/20 кВ «Северные Бузачи-1» и ПС «Северные Бузачи-2» выполнены по блочной схеме (линия-трансформатор) с выключателями 110 кВ на вводах и секционной перемычкой на стороне 110 кВ. В качестве секционной перемычки используется элегазовый модуль «PASS». Мощность силовых трансформаторов:

ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1», 2 по 10 МВА каждый.

ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2», 2 по 25 МВА каждый.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	62

Питание внутрипромысловой сети воздушных линий напряжением 20 кВ, осуществляется от ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-1» и ПС 110/20 кВ «Северные Бузачи-2». От данных подстанций запитаны РП-20 кВ «Центр», «Юг», «Запад», «Восток-1» и «Восток-2». Магистральная сеть воздушных линий ВЛ-20 кВ, проложена вдоль внутрипромысловых дорог.

Существующие кабельные сети по территории манifoldных станций и скважин выполнены кабелями в траншее на глубине не менее 0,7 м.

Наружное освещение территории технологических площадок осуществляется светильниками и прожекторами, установленными на опорах.

7.4. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

7.4.1. Потребители электроэнергии

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом. На добывающих скважинах устанавливаются винтовые или глубинно штанговые насосы. Потребителями электроэнергии на добывающих скважинах являются насосы, СКЖ, шкафы КИП, наружное освещение.

Потребителями электроэнергии на водонагнетательных скважинах является наружное освещение.

Потребителями электроэнергии на манифольдных станциях являются обогрев дренажной линии манифольда.

В соответствии с нормами технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85) электроприемники всех основных технологических объектов промысла, освещение территории площадок скважин и система электрообогрева трубопроводов относятся ко 2-ой категории, приборы КИПиА к 1-ой категории по степени надежности электроснабжения (по классификации ПУЭ РК).

В данном рабочем проекте строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию 3-мя пусковыми комплексами.

В рамках первого пускового комплекса предусмотрено обустройство скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1, NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3;

В рамках второго пускового комплекса предусмотрено обустройство скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568, NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3;

В рамках третьего пускового комплекса предусмотрено обустройство скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188, NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174.

7.4.2. Электрические нагрузки и электропотребление

Установленные мощности электропотребителей и режимы их работы заданы технологическим разделом и проектными решениями по электрообогреву, электроосвещению и электроснабжению.

В рабочем проекте запроектированы следующие виды механизированной добычи:

- Для вертикальных скважин - винтовыми насосами УШВН, мощностью 22 кВт.
- Для наклонных скважин запроектированы 3 варианта механизированной добычи: УЭВН - 22 кВт, УШГН - 22 кВт и УЭЦН - 45 кВт.
- Для электроцентробежных насосов (УЭЦН) за установленную мощность взята средняя мощность 45кВт.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	NB10170-3, G183, G174.					
			7.4.2. Электрические нагрузки и электропотребление					
Установленные мощности электропотребителей и режимы их работы заданы технологическим разделом и проектными решениями по электрообогреву, электроосвещению и электроснабжению. В рабочем проекте запроектированы следующие виды механизированной добычи: – Для вертикальных скважин - винтовыми насосами УШВН, мощностью 22 кВт. – Для наклонных скважин запроектированы 3 варианта механизированной добычи: УЭВН - 22 кВт, УШГН - 22 кВт и УЭЦН - 45 кВт. – Для электроцентробежных насосов (УЭЦН) за установленную мощность взята средняя мощность 45кВт.								
						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ		Лист
								63
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

- 49 вертикальных, из которых 32 добывающих, 17 нагнетательных.
- 6 наклонных скважин, из которых 4 добывающих, 2 нагнетательных.

Для вертикальных скважин-винтовыми насосами УШВН, мощностью 22 кВт.

Для электроцентробежных насосов (УЭЦН) за установленную мощность взята средняя мощность 45кВт.

В таблице ниже предоставлен расчет нагрузок на проектируемые объекты:

Тип скважины или тип электропотребителя	Назначение скважины	Количество скважин, шт.	Установленная мощность на 1 скважину, кВт	Установленная мощность на группу электроприемников, кВт	Кс	Расчетная мощность, кВт
Вертикальные	добывающие	32	22.0	704.0	0.6	422.4
	нагнетательные на период отработки как добывающие	17	22.0	374.0	0.6	224.4
Наклонные скважины	добывающие	4	45.0	180.0	0.6	108.0
	нагнетательные на период отработки как добывающие	2	22.0	44.0	0.6	26.4
Электроосвещение скважин		60	55	0.2	11.0	1.0
Электрооборудование КИП		60	55	0.5	27.5	1.0
Итого				1340.5		819.7

Расчетная мощность проектируемых объектов 819.7 кВт.

7.5.1. Схема электроснабжения.

Все вновь проектируемые и модернизируемые объекты подключаются к внутрипромышленной распределительной сети ВЛ-20 кВ. Подключение объектов осуществляется к существующим или проектируемым трансформаторам с распределительным щитом 0,4 кВ. Для подключения объектов, удаленных от существующих ВЛ-20 кВ, проектом предусмотрено строительство ВЛ-20 кВ, выполненных сталеалюминевым проводом АСК-95/16, опоры ВЛ-20 кВ приняты на базе стоек СВ130-97. Линейная арматура, металлоизделия и закрепление опор в грунте приняты согласно типовым решениям, принятым на месторождении.

Рассмотренные в проекте варианты обустройства скважин электроприводным винтовым насосом и станком качалкой являются равнозначными. В период эксплуатации при необходимости допускается переход с одного вида насосов на другой.

Для питания и управления электрооборудованием на площадках скважин устанавливаются:

Для скважин с УШВН- шкаф управления насосом, СКЖ, опоры освещения.

Для скважин с УЭВН- шкаф управления насосом, СКЖ, опоры освещения.

Для скважин с УЭЦН – распределительный пункт в составе комплектно поставляемой станции управления «Электон» и повышающего трансформатора ТМПНГ, около устья скважины, вне взрывоопасной зоны устанавливается шкаф высоковольтный газоотделительный, опоры освещения, СКЖ

Для скважин с УШГН – распределительный пункт от которого запитывается блок управления станком качалкой (поставляется комплектно со станком качалкой), опоры освещения, СКЖ.

При переводе добывающих скважин на нагнетательные, на площадке скважин остается в работе электроосвещение скважины.

Для шкафов управления предусматриваются стойка, выполненная из швеллера с металлическими элементами для крепления шкафа управления.

Кабельные линии и электропроводки

Подключение к внутрипромысловой сети трансформаторных подстанций 20/0,4 кВ, предусматривается кабелем 20 кВ проложенным в земле в траншее. Проектом предусмотрена вся кабельная продукция 20 и 0,4 кВ типа Cu/XLPE/SWA/PVC с многопроволочными жилами. Цвет оболочки кабеля 20 кВ – красный, а кабеля напряжением 0,4 кВ – черная.

Для распределения электроэнергии на площадках скважин нефтепромысла предусматривается проложить силовые питающие и распределительные электросети напряжением 0,4 кВ, а также цепи контроля и управления электроустановками.

Для скважин с УЭЦН, УЭВН и УШВН электрический кабель прокладывается в лотке от станции управления или электрощита к устью скважины на стойках-опорах с креплением из диэлектрического материала. (см. раздел 03 марки ЭОМ).

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

Для всех проводников выполняется проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и послеаварийном режимах. Для номинального режима - падение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения. Падение напряжения для электродвигателей при их запуске не должно превышать 15% от номинального.

Все кабельные линии защищаются от коротких замыканий установленными в распределительных щитах, максимальной токовой защитой и защитой от перегрузок.

Минимальное сечение жил силовых и осветительных электропроводок принимается 1,5 мм². Для цепей контроля и сигнализации сечение жил определяются конструктивными параметрами применяемых в этих сетях кабелей и проводов.

Для подключения токоприемников, установленных на виброоснованиях, применяются кабели с гибкими многопроволочными жилами.

На площадках, добывающих и водонагнетательных скважин кабели кроме питающих кабелей насосов прокладывается подземно в траншеях.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Кабели управления и сигнализации прокладываются совместно с низковольтными силовыми кабелями. В случае отсутствия перегородок между силовыми и контрольными кабелями выдерживается расстояние не менее 200 мм.

При подземной прокладке, по трассе кабелей в траншее прокладывается специальная предупреждающая сигнальная лента.

Для подземной прокладки приняты бронированные кабели, имеющие защитную оболочку от механических повреждений и наружную защитную оболочку, предохраняющую от коррозии.

Кабели, прокладываемые открыто на воздухе, имеют защитную оболочку, устойчивую к солнечной радиации.

Электроосвещение

Освещение территории площадок добывающих, водонагнетательных скважин и манифольдных станции осуществляется светодиодными прожекторами марки BVP432 LED272/CW 220-240V 200WSMB GM Tango G4 LED Flood IP66 производства Philips установленные на опоры освещения высотой 7м.

Светильники на площадках манифольдных станций подключаются к фидеру электроосвещения в распределительном пункте 0,4кВ, расположенном на прилегающей к площадке манифольда площадке скважины.

Освещенность устья и площадки манифольда 40 Лк, что полностью обеспечивает безопасный труд в устье скважины и площадке манифольда.

Осветительные электроустановки наружного освещения обеспечивают требуемое нормированное освещение согласно СП РК 2.04-104-2012, (приложение 4 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13) «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» и ПУЭ РК, которое обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования.

Все осветительные приборы и электрооборудование систем освещения имеют исполнение, соответствующее классификации зон по пожароопасности, в которых они размещаются.

7.5.3. Электрообогрев

В рабочем проекте осуществляется электрообогрев дренажных трубопроводов манифольдов подлежащих модернизации (МС-23/6, МС-East 3, МС-22/6, МС-GS6/4, МС-GS6/3, МС-GS3/1, МС-GS6/2, GS-20). Электрообогрев выполняется саморегулирующимся кабелем QTVR2-CT производства компании «Raychem». Трубопровод должен быть изолирован минеральной ватой с теплопроводностью не более 0,05 Вт/м*С. Толщина изоляции - 60 мм. Ввод нагревательного кабеля под теплоизоляцию должен проводиться с принятием мер по защите кабеля от механических повреждений. Кабель должен плотно прилегать к трубе (допустимый зазор не более 1-3 мм).

Управление электрообогревом осуществляется в ручном режиме дежурным персоналом, с существующего щита электрообогрева.

Проектом предусматриваются 1 проектируемая манифольдная станция МС-23/7.

Для манифольдных станций заводского изготовления все электрооборудование поставляется комплектно, в проекте осуществляется только подвод питания к шкафу управления.

7.6. ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

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

Заземлению подлежат металлические корпуса всех электрических машин, трансформаторов, аппаратов и светильников, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
Инов. № подл. Подп. и дата Взам. инв. №						
управление электрообогревом осуществляется в ручном режиме дежурным персоналом, с существующего щита электрообогрева. Проектом предусматриваются 1 проектируемая манифольдная станция МС-23/7. Для манифольдных станций заводского изготовления все электрооборудование поставляется комплектно, в проекте осуществляется только подвод питания к шкафу управления. 7.6. ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление. Заземлению подлежат металлические корпуса всех электрических машин, трансформаторов, аппаратов и светильников, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические корпуса и каркасы						

распределительных щитов, шкафов управления, кабельные конструкции, металлические оболочки и брони силовых и контрольных кабелей, стальные трубы электропроводки и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

В качестве заземляющих устройств применяются поверхностные и глубинные заземлители. Для устройства заземления, согласно требованиям заказчика используются медные материалы. В качестве вертикальных электродов заземления приняты стальные омедненные стержни длиной 1.5 м диаметром 15 мм, со стандартными комплектующими для соединения защиты. Для горизонтального соединения электродов используется стальная полоса 40х4мм и медный провод марки ПВ-3 сечением 1х50 мм² прокладываемый в земле на расстоянии не менее 0,7 м от фундаментов площадок и на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли.

Все соединения частей заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82 и ПУЭ РК.

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 все технологические и вспомогательные установки манифольдов и площадок скважин со взрыво- и пожароопасными зонами оборудуются системами молниезащиты.

Защита сооружений устьев скважин от прямых ударов молнии осуществляется при помощи заземления технологических аппаратов и с помощью молниевывода, установленного на защитном ограждении устья скважины.

Все молниеприемники присоединяются к заземляющим устройствам, в качестве которых используются, по возможности, заземляющие устройства электроустановок.

Заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяженных металлических конструкциях и между параллельно проложенными металлическими трубопроводами при их сближениях на расстояние менее 10 см устраиваются металлические перемычки.

Для защиты от перенапряжений электрооборудования и электросетей в соответствующих местах электроустановок устанавливаются разрядники.

На ВЛ-20 кВ заземлению подлежат все железобетонные опоры, металлические траверсы и оборудование, установленное на опорах, также подлежат заземлению броня кабеля 20 кВ, разрядники и несущие части разъединителей, путем присоединения их к вертикальному электроду заземления из омедненной стали длиной 1,5 м и Ø15 мм кабелем сечением не менее 50 мм².

Сопротивление заземляющих устройств опор со штыревыми изоляторами в ненаселенной местности, согласно решению Минэнерго № 8-8/6, не нормируется. Остальные опоры и оборудование на них должно иметь, согласно ПУЭ РК, заземляющее устройство с сопротивлением 10 Ом.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
						68

8. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

8.1. ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Автоматизация технологических процессов» рабочего проекта «Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработано на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка-04) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- задания на проектирование, выданного компанией «Buzachi Operating Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком

Рабочий проект разработан согласно действующим нормативно-техническим документам Республики Казахстан, ВНТП 3-85, СН РК 4.02-03-2012, СТ РК 21.408-2002, СТ РК 21.404-2002 международным стандартам и с учетом опыта проектирования по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий.

8.2. ОБЪЕКТЫ И ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

8.2.1. Объекты автоматизации

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию 4-мя пусковыми комплексами.

В данном проекте объектами контроля и автоматизации являются добывающие и водонагнетательные скважины.

Данный проект предусматривает:

- Перевод 18 существующих добывающих скважин в фонд водонагнетательных: NB 905, NB 1037K, NB 1052-3S, NB 2, NB 1042-2, NB 1080-1H, NB 3004-1, NB 3005, NB 5133, NB 5162, NB 6135, NB 6212, NB 6232-3H, NB 6233, NB 6240, NB 10509, NB 11050, NB 10491-3H.

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 12 добывающих скважин: NB4013A-1, NB521-1, NB934, NB928, NB907-2, NB760, NB704-2, NB759-2, NB10521, NB10482-1, NB10506-1, NB10461-1;
- обустройство устьев 7 водонагнетательных скважин: NB509-3, NB923-3, NB925-3, NB928-3, NB703-3, NB10442-3, NB10454-3.

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10219-1, NB10526-1, NB10353-2, NB10194, NB10194-1, NB10359-1, NB10526-2, NB10196-2, NB10466-2, NB10527, NB10195-2, NB10571, NB10568;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10567-3, NB10221-3, NB10449-3, NB10455-3, NB10448-3, NB10456-3.

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB10528-2, NB10529-1, NB10157-1, NB10574-2, NB10573, NB10170-1, NB10524, G161, K78, K45, G188.
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB10527-3, NB10528-3, NB10171-3, NB10170-3, G183, G174.

На устьях добывающих скважинах предусмотрено:

- манометры;
- ЭКМ (электро-контактный манометр)
- счетчик замера жидкости;
- термометр;
- датчик вибрации (если используется УШГН).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

Согласно таблице 5.2.5 (компонентный состав нефтяного газа), сероводород в попутном газе отсутствует, поэтому на действующих скважинах для контроля воздушной среды используются переносные газосигнализаторы, что предусмотрено и на проектируемых скважинах.

На устьях водонагнетательных скважинах предусмотрено:

- манометр;
- счетчик расхода жидкости;
- термометр.

Учитывая, что в попутном газе отсутствует сероводород предусматриваются меры по контролю воздушной среды переносными приборами. На проектируемых манифольдных станциях, имеющих закрытую систему сбора продукции подключаемых от удаленных скважин, предусматривается переносные газосигнализаторы, применяемые при ремонте и аварийных ситуациях.

8.2.2. **Объём автоматизации**

В данном проекте объектами контроля и автоматизации являются добывающие скважины.

Автоматизация управления объекта добывающих и водонагнетательных скважин основана на регулировании средств контроля и параметров автоматизации с использованием автоматического или ручного управления при изменении технологического процесса, при котором возможно возникновении аварийных ситуаций.

Для контроля давления в выкидной линии и нормальной работы насосов на скважинах, проектом предусматривается установка электро-контактного манометра (ЭКМ), сигналы от которого передаются в блок управления насосом для аварийного отключения. Уставки для электро-контактных манометров (ЭКМ), устанавливаемых на устье скважин для аварийного отключения насосов при повышении или падении давления в трубопроводе принята min 0,1 МПа и max 2,0 МПа.

В проекте разработаны технические решения для защиты выкидной линии добывающих скважин и системы постоянного скважинного мониторинга типа PPS или ФОТОН-К-03.

На устье добывающих скважин предусматривается установка системы постоянного скважинного мониторинга, обеспечивающего измерение и контроль пластового давления и температуры в режиме реального времени. Данная система показана и представлена в схемах соединения внешних проводок проекта автоматизации.

Система состоит из скважинной и наземной частей.

Скважинная часть устанавливается на НКТ трубе и предназначена для регистрации и передачи на поверхность информации об изменении, в процессе эксплуатации скважины, давления и температуры на забое.

Питание скважинного манометра, передача данных от него на поверхность производится по одножильному кабелю.

Наземная аппаратура предназначена для конвертации получаемого сигнала, его анализа, графического отображения, хранения и передачи.

Для размещения поверхностного блока на устье скважины проектом предусмотрена установка климатического шкафа, в котором поддерживается минимально необходимая для его работы температура.

Кроме того, в части перевода добывающих скважин на водонагнетательные, на устьях, добывающих и водонагнетательных скважинах предусмотрено установка показывающих по месту приборов для контроля давления, температуры и расхода. Системы замера давления, дебита, технологических параметров пуска и остановки скважины регистрируются в вахтовом журнале, на электронных и бумажных носителях.

Установка счетчика для измерения массы жидкости поступающей от добывающей скважины предусматривает измерение дебита (производительности) нефтяной скважины: счетчик СКЖ принят компактного

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

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 ввода кабеля в скважину посредством разъема для подвески НКТ;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-74*
- 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.

8.4.1. Заземление

Защитное заземление является основным средством защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СН РК 4.04-07-2019, ПУЭ РК, ГОСТ 12.1.030-81, РМ 4-224-89.

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование должно быть надежно заземлено. Защитное заземление средств автоматизации выполнено в соответствии с ПУЭ РК для взрывоопасных помещений и наружных установок. Присоединение заземляющих и нулевых защитных проводников к частям электрооборудования должно быть выполнено болтовым соединением.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ		Лист
							72

9. СИСТЕМА СВЯЗИ

9.1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

В настоящее время на месторождении Северные Бузачи имеется действующая система радиосвязи, включающая в себя стационарные (базовые), мобильные и переносные радиостанции.

9.2. ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ СВЯЗИ

Обслуживающий скважины оперативный персонал использует переносные радиостанции во взрывозащищенном исполнении. Зона покрытия радиосвязи обеспечивает уверенный прием на проектируемых скважинах и не требует проектирования дополнительного оборудования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	
						73	

10. ПОЖАРОТУШЕНИЕ

Согласно ВНТП 3-85 п. 6.38 пожаротушение проектируемых объектов вне территории ЦППН предусматривается только первичными средствами.

Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт продукции скважин.

«Buzachi Operating Ltd» действующее предприятие, имеющее план ликвидации аварий, в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС.

Ликвидация очагов возгорания на площадках манифольдных станциях осуществляется с помощью первичных средств пожаротушения. Первичные средства пожаротушения предназначены для локализации небольших возгораний в начальной стадии горения и до прибытия основных сил и средств к месту возможного пожара.

По классификации пожаров согласно «Правил пожарной безопасности», возможные пожара на территории манифольдных станции относятся к классам пожаров «В» - горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и газов, «С» - газов. Кроме того, на каждой площадке МС предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Количество необходимых первичных средств пожаротушения и места их размещения определено данным проектом согласно Технического регламента №14, «Общие требования к пожарной безопасности».

Приобретение первичных средств пожаротушения осуществляется за счет основной деятельности предприятия.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории площадок манифольдных станций устанавливаются специальный пожарный щит ЩП-В.со следующим рекомендуемым набором инвентаря:

Таблица 9.1

НАИМЕНОВАНИЕ ПЕРВИЧНЫХ СРЕДСТВ ПОЖАРОТУШЕНИЯ, НЕМЕХАНИЗИРОВАННОГО ИНСТРУМЕНТА И ИНВЕНТАРЯ	НОРМЫ КОМПЛЕКТАЦИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ПОЖАРНОГО ЩИТА И КЛАССА ПОЖАРА
	ЩП-В класс В
Порошковые (ОП) объемом, л (массой огнетушащего состава, кг):	
10	3
5	2
Лом	1
Ведро	1
Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
Лопата штыковая	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком 0,5 м3	1

Примечание: требуемые огнетушители ОВП-10 заменены на ОП-10.

Пожарные щиты устанавливаются на территории защищаемых объектов - площадках манифольдных станций. Размещение пожарных щитов отражено в чертежах генерального плана проектируемых площадок. Максимальное расстояние от возможного очага пожара до места размещения первичных средств пожаротушения не превышает 30 метров.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Инд.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

11. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

11.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектные решения по охране труда и технике безопасности приняты в соответствии с требованиями следующих основных нормативных документов:

- Трудовой кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2018 г.)
- Закон Республики Казахстан. О радиационной безопасности населения от 23.04.1998 г №219-І. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016 г.)
- ГОСТ 12.1.007-76*. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- Постановление Правительства РК №1077 от 09.10.2014 г. Правила пожарной безопасности.
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 об утверждении Правил устройства электроустановок (ПУЭ РК);
- СН РК 1.03-05-2011. Охрана труда и техника безопасности в строительстве.
- СН РК 2.02-11-2002* Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализацией, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре.
- Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»
- Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439 Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности».

11.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПРОЕКТИРОВАННЫХ ОБЪЕКТОВ ПО КАТЕГОРИЯМ И КЛАССАМ ВЗРЫВНОЙ, ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ.

Месторождение Северные Бузачи расположено на территории Тупкараганского района Мангистауской области.

В настоящее время разработкой месторождения занимается компания «Buzachi Operating Ltd».

Для реализации принятых проектных решений предусматривается обустройство добывающих, водонагнетательных скважин, манифольдные станций, частичная модернизация существующих манифольдных станций, а также строительство системы сбора и транспортировки нефтегазовой жидкости, системы ППД.

Характеристика основного технологического оборудования и сооружений по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности представлен в таблице 10.2.1

Таблица 10.2.1

№№ П.П.	НАИМЕНОВАНИЕ ПОМЕЩЕНИЯ, УЧАСТКА И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ	ВЕЩЕСТВА, ОБРАЩАЮЩИЕСЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ	КАТЕГОРИЯ ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ ОТ 23 ИЮНЯ 2017 ГОДА № 439 «ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПБ»	КАТЕГОРИЯ И ГРУППА ВЗРЫВООПАСНЫХ СМЕСЕЙ ПО ГОСТ 30852.2-2002	КЛАСС ЗОНЫ ВЗРЫВНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ПО ПУЭ РК
---------	--	---------------------------------------	---	--	--

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	Площадка добывающей скважины	Нефтегазовая смесь	А	ПА – ТЗ	В-1г
2	Площадка манифольда	Нефтегазовая смесь, пластовая вода	А	ПА – ТЗ	В-1г

Классификация взрывопожароопасных и вредных веществ, обрабатываемых в производстве, представлена приведена в таблице 10.2.2.

Таблица 10.2.2

N п/ п	НАИМЕНОВАНИЕ ВЕЩЕСТВ	ТЕМП. САМОВОС- ПЛАМЕНЕ- НИЯ, °С	ПРЕДЕЛ ВЗРЫВАЕМОСТИ, % ОБЪЕМ		ПЛОТНОСТЬ ПРИ НОРМ. УСЛ. (0 °С, 1 АТМ)		ХАРАКТЕРИСТИК А ПО ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007		КЛАССИФИКАЦИ Я ПО ГОРЮЧЕСТИ	ИНДИВИДУАЛЬНЫ Е СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ
			Ниж.	Верх.	Жидк .	Газ	Класс опасн.	ПДК мг/м³		
1	Нефть	~300	1,9	5,1	940		3		ЛВ Ж	Спец.одежда, спец. обувь, противогаз
2	Нефтегазовая эмульсия	~300	~5	~15	940	1,2 2	3	50 (по метану 10	ЛВЖ, ГГ	-//-
3	Попутный нефтяной газ	~456	~5	~15	~	-1,2	4	50 (по метану)	ГГ	-//-
5	Деэмульгатор				930÷ 970	-	3	8	ЛВЖ	-//-

11.3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, СРЕДСТВА И МЕРЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВА

11.3.1. Технологические решения по обеспечению безопасности производства

В целях предотвращения аварий и уменьшения последствий в случае их возникновения проектом предусмотрено:

- полная герметизация технологического процесса сбора, транспорта нефти и газа;
- применение для транспорта нефтегазовой жидкости стекловолоконных труб;
- оборудование и детали трубопроводов предусмотрены в антикоррозийном исполнении;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках с обеспечением необходимых (по нормам) проходов, площадок для обслуживания и ремонта;
- механизация подъемно-транспортных операций с применением кранового оборудования;
- автоматизация и телемеханизация основных технологических процессов;
- дренаж оборудования и трубопроводов предусмотрен в специальные емкости;
- поставка деталей трубопроводов в термообработанном состоянии;
- защита внутренней поверхности оборудования от коррозии закачкой ингибитора коррозии;
- выполнение надземных трубопроводов на сварке;
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений;
- контроль соединений трубопроводов неразрушающим методом;
- защита от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов лакокрасочными материалами;
- проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- высокий уровень автоматизации производственных процессов, обеспечивающий автоматическую отключение двигателя винтового насоса, срабатывающей при аварийной разгерметизации трубопровода, что позволяет максимально снизить количество розливов нефти в окружающую среду.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

11.3.2. Планировочные и архитектурно-строительные решения

Объемно-планировочные и конструктивные решения, принятые в проекте, выполнены в соответствии с действующими нормативными документами. Заложенные в проекте решения направлены на сокращение сроков строительства и снижение стоимости строительно-монтажных работ при одновременном обеспечении прочности и долговечности строительных конструкций.

Планировочные решения генерального плана разработаны на базе технологической схемы производства с учетом существующей застройки и зонирования территории, рельефа, розы ветров и подхода инженерных коммуникаций.

11.3.3. Решения по водоснабжению и канализации

Пресная Волжская вода подается по трубопроводу из полиэтиленовых труб диаметром 3" от магистрального водовода Астрахань–Мангистау. Диаметр водовода Астрахань–Мангистау 400 мм. Точка подключения осуществлена на 248 км магистрального водовода на участке Сай-Утес–Бузачи. Диаметр врезки 100 мм. Рабочее давление в точке врезки 5,5 МПа. Производительность промыслового водовода составляет 144 м³/сут.

Пресной водой обеспечивается вахтовый поселок и ЦППН для бытовых и производственных целей соответственно.

Для сбора дождевых стоков на площадках предусмотрены монолитные железобетонные приемки, которые перекрываются металлическими просечно-вытяжными листами.

11.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В соответствии с требованиями ВНТП 3-85 п. 6.38 пожаротушение объектов добычи нефти и газа, расположенных вне территории центральных пунктов сбора осуществляется только первичными средствами пожаротушения, а также передвижной пожарной техникой (пожарными машинами) из существующего пожарного депо.

По классификации пожаров согласно «Правил пожарной безопасности», возможные пожара на территории манифольдной станции относятся к классам пожаров «В» - горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и газов, «С» - газов.

Первичные средства пожаротушения предназначены для локализации небольших возгораний в начальной стадии горения и до прибытия основных сил и средств к месту возможного пожара.

11.5. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Радиационный фон на площадках характеризуется как нормальный.

В стадии предмониторинговых исследований был произведен замер гамма-фона на площадке строительства. Гамма-фон на площадках составляет 10-12 мкр/час.

В дальнейшем необходимо производить радиометрический анализ территории по определению содержания радона в почвенном воздухе и спектрометрический анализ проб почвы и нефти.

11.6. ЗАЩИТА ПЕРСОНАЛА ПРИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

11.6.1. Защита персонала

Основой безопасного ведения технологического процесса является соблюдение норм технологического режима, обусловленных технологическими инструкциями и технологическим регламентом.

Инт. № подл.	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

					2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ		Лист
							77
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста и годные по состоянию здоровья к работе. Персонал должен быть обучен и аттестован на знание технологического процесса, правил техники безопасности.

На предприятии обязательно должны быть должностные инструкции в соответствии со штатным расписанием, инструкции по охране труда по профессиям, инструкции по общим видам работ.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- предварительное планирование мероприятий, направленных на защиту персонала при возможных аварийных ситуациях;
- подготовка работающих по вопросам возможной опасности, включая отработку практических навыков действий в аварийных ситуациях и пользования средствами индивидуальной защиты органов дыхания.

На объектах заблаговременно должен быть разработан «План ликвидации аварий», который должен содержать порядок и средства аварийного оповещения и связи, схемы с указанием расположения возможных источников опасной загазованности, пункты сбора обслуживающего персонала и действия всех служб.

Защита тела человека осуществляется спецодеждой, спец обувью, перчатками, касками, подшлемниками, перчатками. В качестве спецодежды используется летом костюм хлопчатобумажный, зимой - теплые брюки и куртка, в качестве спец обуви используются специальные ботинки, резиновые сапоги, в зимнее время - валенки.

Защита органов зрения осуществляется при помощи предохранительных очков.

Обслуживающий персонал обеспечивается противогазами в соответствии с существующими нормами. Одной из наиболее эффективных мер защиты, работающих от отравления углеводородом и другими вредными веществами при возможных аварийных выбросах является обеспечение их готовыми к немедленному использованию средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗ ОД). Приобретение СИЗ ОД для обслуживающего персонала, обеспечивающих возможность нахождения людей в течение короткого времени в загрязненной атмосфере и гарантирующих безопасный выход из загазованной зоны, производится за счет средств работодателя. СИЗ ОД должны храниться в операторной в шкафу с индивидуальными гнездами.

11.6.2. Страхование жизни

Постановление Правительства РК от 23.05.2003 г. №483 О проекте Закона РК «Об обязательном страховании работодателя за причинение вреда жизни и здоровью при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» устанавливает правовые, экономические и организационные основы обязательного страхования ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника в результате несчастного случая или профессионального заболевания при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей и имеет целью защиту его имущественных интересов при наступлении страхового случая.

11.7. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ

Работа на объектах нефтегазодобычи (объекты подготовки нефти, газа и др.) связана с особыми условиями труда, характеризующимися взрывопожароопасными и агрессивными средами (нефть, углеводородный газ и др.), высокой сложностью и большой номенклатурой различных видов оборудования и аппаратуры, работающих при различных давлениях и температуре. Технологические решения, предусмотренные проектом, направлены на обеспечение безопасной эксплуатации опасных производственных объектов.

К работам на объектах нефтегазодобычи допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью. Обслуживающий персонал должен быть тщательно подготовлен, проинструктирован, после чего допущен к работе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	78

Обслуживающий персонал обязан выполнять следующие основные правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- не допускать резких изменений давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении пропуска жидкости или газа участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке жидкости;
- своевременно проверять действие запорной и предохранительной арматуры.

При нарушении технологического режима принимать меры по их устранению.

Работы, подлежащие выполнению, проводятся на основании плана мероприятий по безопасному проведению работ.

Лица, ответственные за подготовку и проведение работы, назначаются из числа ИТР.

Перед началом работы все работающие должны быть проинструктированы по методам безопасной работы.

Производство работ, связанных с повышенной опасностью, должно осуществляться по наряду-допуску.

В соответствии с требованиями законодательства РК в области технического регулирования и метрологии. Проверка манометров должна проводиться по графику не реже одного раза в год, на циферблате манометра должна быть нанесена красная черта, соответствующая разрешенному рабочему давлению в аппарате, трубопроводе. Запрещено использование неисправных, не поверенных средств измерений.

Все технологическое оборудование, подлежащее ремонту, демонтажу или реконструкции, должно быть освобождено от продукта, отключено запорной арматурой. На всех подводящих линиях должны быть установлены расчетные заглушки, зафиксированные в журнале.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности. При возникновении отклонений в ходе работ с угрозой для жизни работающих или грозящих целостности оборудования все работы немедленно прекращаются, а люди удаляются из опасной зоны.

Ремонтные работы в ночное время проводятся с письменного разрешения главного инженера или руководителя производства при наличии достаточного освещения рабочего места.

Ремонт, связанный со вскрытием нефтегазопроводов, производится по наряду на земляные работы. В наряде указывается ответственное лицо, меры безопасности, точный план расположения коммуникаций и план безопасности ведения земляных работ.

При ликвидации порыва нефтегазопровода работы производить согласно правилам ведения пожароопасных работ.

Запрещается производство ремонтных работ подземных нефтегазопроводов при одновременном выполнении таких же или землеройных работ на других подземных коммуникациях, на расстоянии ближе 100 м.

По окончании ремонтных работ трубопровод должен быть опрессован, испытан на прочность и герметичность и сдано в эксплуатацию по акту. На период опрессовки трубопроводов устанавливается и обозначается опасная зона в радиусе не менее 100 м в обе стороны от оси трубопровода.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			79

12. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

12.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ

12.1.1. Общие положения

Данный раздел рабочего проекта «Фаза XVIII. Ступень 2. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 55 скважины. Дороги и площадки. Манифольдные станции МС-12/5, МС-22/7, МС-East 2. Выкидные и внутривыпускные трубопроводы. Электрообеспечение» выполняется согласно заданию на проектирование.

При разработке раздела использованы следующие нормативно-технические документы:

- Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 г. № 188-V «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2018 г.);
- СН РК 1.03-05-2011. Охрана труда и техника безопасности в строительстве;
- Постановление Правительства РК № 1077 от 09.10.2014 г. «Правила пожарной безопасности»;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355;
- Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439;
- Об утверждении технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»;
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»;
- СН РК 4.04-07-2013 «Электротехнические устройства»;
- СН РК 2.02-02-2012 и СП РК 2.02-102-2014 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»
- СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 об утверждении Правил устройства электроустановок (ПУЭ РК);
- СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа»;
- РДС РК 2.01-01-2012 «Положение о расследовании причин аварий зданий, сооружений, их частей и конструктивных элементов».

При разработке данного раздела использованы материалы соответствующих частей проекта.

12.1.2. Краткие сведения об объектах проектирования.

Целью проекта является строительства новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу и транспорт продукции скважин.

Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт продукции скважин.

Объём проектирования по данному объекту:

- строительство грунтовых площадок скважин, манифольдных станций и под опор линий электропередачи;
- строительство подъездных дорог к площадкам скважин;
- обустройство проектируемых добывающих и водонагнетательных скважин;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	80

- модернизация существующих манифольдных станций;
- строительство выкидных и нагнетательных линий.

Характеристика основных технологических объектов и сооружений по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности представлена в разделе 10 «Охрана труда и техника безопасности».

12.1.3. Сведения по опасности проектируемых объектов и сооружений

Из проектируемых объектов и сооружений к опасным объектам относятся объекты и сооружения, в производственном процессе которых обращаются взрывопожароопасные вещества (нефть, газ).

Генеральный план объектов и сооружений представлен в разделе ГП.

Основная опасность проектируемых объектов составляет:

- розлив нефти;
- пожар;
- взрыв.

12.1.4. Характеристика обращающихся в технологическом процессе веществ

Физико-химические свойства сырой нефти представлены в таблице 11.1.4.1, на основании данных, приведенных документах «Buzachi Operating Ltd».

Таблица 11.1.4.1.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПОКАЗАТЕЛЬ
Плотность нефти при 15 °С	кг/м³	943,5
при 20 °С	кг/м³	940,2
Вязкость динамическая при 20 °С	мПа·с	1052,0
при 30 °С	мПа·с	463,9
при 40 °С	мПа·с	233,8
Температура застывания	°С	-15
Температура вспышки	°С	96
Содержание воды	% об	4,4
Содержание серы	% вес	2,08

Компонентный состав нефтяного газа представлен в таблице 11.1.4.2.

Таблица 11.1.4.2.

Наименование параметров	Единица измерения	Показатель
Плотность при станд. условиях	кг/м³	0,691
Содержание (молярное):		
N ₂ (азот)	%	2,77
CO ₂ (двуокись углерода)	%	0,114
H ₂ S (сероводород)	%	отсутствует
CH ₄ (метан)	%	93,193
C ₂ H ₆ (этан)	%	0,608

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

C ₃ H ₈ (пропан)	%	0,052
i-C ₄ H ₁₀ (изо-бутан)	%	0,018
n-C ₄ H ₁₀ (н-бутан)	%	0,003
i-C ₅ H ₁₂ (изо-пентан)	%	0,004
n-C ₅ H ₁₂ (н-пентан)	%	0,002
C ₆ H ₁₄ (гексан)	%	0,022
C ₇ H ₁₆ (гептан)	%	0,02

12.1.5. Сведения по размещению объектов относительно природных источников экстремальных ситуаций

Месторождение Северные Бузачи расположено на севере полуострова Бузачи в прибрежной зоне 8 км от Каспийского моря и находится в 245 км к северу от г.Актау.

Административно месторождение входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Северо-западная часть полуострова представляет собой равнину с отметками поверхности от – 19 м до – 28 м. Характерной особенностью ландшафта является широкое распространение соров, представляющих бессточные впадины. Положительные формы рельефа представлены барханами и останками коренных пород.

Климат района строительства резко континентальный. Лето сухое, жаркое, температура воздуха достигает до +44,8 °С. Зима малоснежная с понижением температуры до –26,4 °С, по данным метеостанции Кызан. Атмосферные осадки, в основном, приходится на осенне-зимний период.

Район строительства характеризуется сильными ветрами и пыльными бурями; число дней в году с сильными ветрами (более 15 м/с.) составляют – 82 дня.

В геоморфологическом отношении территория, по которой размещены запроектированные объекты и проходят трассы выкидных линий и нефтяного коллектора разделяется на три основных элемента:

- реликты хвалынской морской аккумулятивной террасы;
- новокаспийскую аккумулятивную морскую террасу;
- современную аккумулятивную морскую террасу.

Гидрографическая сеть района совершенно не развита, рек с постоянно действующим водотоком нет. Встречаются местные бессточные понижения глубиной до 0,4 м, которые заполняются во время дождей и снеготаяния. В другое время эти участки пересыхают.

Таким образом, равнинный рельеф района в целом благоприятствует строительству.

Геолого-литологический разрез, вскрытый скважинами на глубину до 6,0 м от дневной поверхности, представлен супесями, песком, суглинками, глинами. Грунты повсеместно засолены. По поверхности сора развита соляная корка толщиной 1÷3 см.

Абсолютные отметки зеркала грунтовых вод колеблются от –26,10 до –25,67 метра. Водовмещающими породами являются все литологические разности, которые образуют единый водоносный комплекс. По характеру циркуляции подземные воды поровые, гидродинамический режим безнапорный. Питание водоносный горизонт получает за счет атмосферных осадков и регионального притока с соседних участков.

Установившийся уровень грунтовых вод зафиксирован на глубинах 0,7÷0,9 м от дневной поверхности. Во время обильных осадков или нагонных явлений (Каспийского моря) возможен подъем УГВ.

Опасные физико-геологические явления отсутствуют. Растительный мир крайне беден и разрежен.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Обширные равнины степного Мангистау покрыты сухостойкими сортами трав, которые летом почти выгорают. Преобладают полынно-боялычные ассоциации с пятнами биюргуна.

Территория сложена суглинками, глинами и песками пылеватыми. Грунты повсеместно засолены.

Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали в зависимости от удельного электрического сопротивления – высокая. Коррозийная активность к свинцу – средняя, к алюминию от средней до высокой.

Природно-климатические условия относятся к пустынному поясу. Климат района резко континентальный и засушливый, с температурой зимой до минус 26,4 °С, количество осадков не превышает 172 мм в год.

Сейсмичность территории месторождения оценена до 5 баллов.

Территория труднопроходима для автотранспорта в осенне-весенний период.

12.1.6. Расстояние до близлежащих населенных пунктов

Нефтяное месторождение «Северные Бузачи» находится в Тупкараганском районе Мангистауской области Республики Казахстан в 245 км севернее г. Актау. С г.Актау месторождение связано автомобильной дорогой. Ближайший населенный пункт- поселок Шетпе с железнодорожной станцией - расположен в 170 км. от месторождения.

Ближайшими нефтяными месторождениями являются – Каражанбас (20 км) и Арман (25 км).

12.1.7. Обоснование категории объектов по гражданской обороне

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» отнесение предприятия (организации) к категории по гражданской обороне определяется Правительством Республики Казахстан, исходя из степени важности.

В данном проекте принято, что объект в целом является категорированным по ГО.

12.1.8. Численность наибольшей работающей смены

Наибольшей работающей сменой (НРС) является наибольшая по численности смена рабочих и служащих, одновременно работающих на объекте, при численности 7 чел.

НРС определяется исходя из организационно-штатной структуры управления, эксплуатации и технического обслуживания объекта при условии обеспечения их функционирования минимальным численным составом работников.

Обслуживание технологического процесса осуществляется персоналом, прошедшим специальную подготовку по эксплуатации проектируемых объектов.

Согласно контракту, объект не будет продолжать работу в случае опасности возникновения военных действий.

12.1.9. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

Ответственность за организацию и осуществление мероприятий Гражданской обороны несут руководители центральных, местных исполнительных органов Республики Казахстан и организаций всех форм собственности.

Подготовка по гражданской обороне должна проводиться заблаговременно, с учетом развития современных средств поражения и наиболее вероятных на данной территории, в отрасли или организации чрезвычайных ситуаций.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны должны разрабатываться и проводиться заблаговременно.

Решения по обеспечению безопасной работы при эксплуатации объектов и сооружений, заложенные в проекте, и направленные на обеспечение устойчивой работы в условиях мирного времени.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы относятся:

- полная герметизация технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках и в помещении;
- обеспечение безопасности производства за счет применения высоконадежных средств сигнализации, блокировок, защит;
- обеспечение надежного электроснабжения объектов;
- обеспечение взрывопожарной безопасности.

В соответствии с действующими нормативными документами, независимо от категории объекта по ГО необходимо предусмотреть:

- защиту обслуживающего персонала объектов от оружия массового поражения (ОМП);
- оповещение обслуживающего персонала по сигналам ГО;
- световую маскировку объектов; в схему светомаскировки включены здания с постоянно присутствующим персоналом и наружное освещение технологических площадок; в случае получения сигнала режима маскировки - обесточить наружное освещение, обеспечить персонал переносными фонарями.

12.1.10. Решения по системе управления, оповещения

Контроль и управление системой оповещения предусматривается из существующего офиса в вахтовом поселке и операторной на площадке ЦППН месторождения.

В настоящее время на месторождении Северные Бузачи имеется действующая система радиосвязи, включающая в себя стационарные (базовые), мобильные и переносные радиостанции.

Обслуживающий скважины оперативный персонал использует переносные радиостанции во взрывозащищенном исполнении. Зона покрытия радиосвязи обеспечивает уверенный прием на проектируемых скважинах и не требует проектирования дополнительного оборудования.

Весь дежурный персонал согласно ВНТП 3-85 п. 2.336 таб. 4 обеспечивается переносными радиостанциями. В случае чрезвычайной ситуации оператор предупреждает дежурный персонал по радиосвязи.

12.1.11. Мероприятия Гражданской обороны по защите объектов от современных средств поражения

В целях защиты объектов, снижения ущерба и потерь при угрозе и применении современных средств поражения необходимо заблаговременно:

- разработать план Гражданской обороны на мирное время;
- создавать и развивать систему управления, оповещения и связи Гражданской обороны и поддерживать их в готовности к использованию;
- создавать, укомплектовывать, оснащать и поддерживать в готовности силы Гражданской обороны;
- подготовить органы управления, обучить персонал способам защиты и действиям в случаях применения средств поражения;
- создать и накопить средства индивидуальной защиты;
- планировать эвакуационные мероприятия.
- На случай применения противником средств поражения в плане ГО необходимо предусмотреть:

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.			Лист
2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ								84		

- оповещение об угрозе и применения средств поражения;
- информирование персонала о порядке и правилам действий;
- укрытие персонала в защитных сооружениях, при необходимости – использование средств индивидуальной защиты;
- оказание медицинской помощи раненым и пораженным;
- восстановление нарушенных систем управления, оповещения и связи.

12.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

12.2.1. Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, стихийного бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности населения.

Чрезвычайная ситуация природного характера – чрезвычайная ситуация, вызванная стихийными бедствиями (землетрясениями, селями, лавинами, наводнениями и др.), природными пожарами, эпидемиями, эпизоотиями, поражениями сельскохозяйственных растений и лесов болезнями и вредителями.

Чрезвычайная ситуация техногенного характера – чрезвычайная ситуация, вызванная промышленными, транспортными и другими авариями, пожарами (взрывами), авариями с выбросами (угрозой выброса) сильнодействующих ядовитых, радиоактивных и биологически опасных веществ, внезапным обрушением зданий и сооружений, прорывами плотин, авариями на электроэнергетических и коммуникационных системах жизнеобеспечения, очистных сооружениях.

Зона чрезвычайной ситуации – определенная территория, на которой объявлена чрезвычайная ситуация.

По масштабу распространения ЧС природного и техногенного характера разделяются на объектовые, местные, региональные и глобальные.

Предупреждение ЧС – комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения ЧС, сохранение здоровья и жизни людей, снижение размера ущерба и материальных потерь.

12.2.2. Определение границ зон возможной опасности

Источниками ЧС могут быть проектируемые объекты, соседние категорированные города, вблизи расположенные потенциально опасные объекты сторонних организаций или природные явления, в частности близость моря – 8 км и нагонные явления вызывающие подтопления.

Вблизи района строительства проектируемых объектов имеются потенциально опасные объекты месторождений Каражанбас и Арман.

12.2.3. Опасные сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций техногенного характера на проектируемых объектах

При анализе возможных аварий на идентичных объектах выявлено, что на объектах и сооружениях нефтяной промышленности с определенной вероятностью возможны аварии с взрывом, пожаром, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери, т.е. вызвать чрезвычайную ситуацию.

На объектах нефтегазовой промышленности к авариям, которые могут вызвать ЧС, относятся:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			85

- разгерметизация технологического оборудования или трубопроводов полным сечением;
- розлив нефти
- пожар
- взрыв
- прекращение подачи электроэнергии;
- нарушение технологического режима, правил техники безопасности и ошибочные действия персонала при проведении профилактического ремонта.
- При возникновении аварийных ситуаций поражающим фактором является:
- воздействие избыточного давления ударной волны взрыва;
- тепловое воздействие при пожаре.

Реальную опасность для окружающей среды, объектов и людей, попавших в зону возможных воздействий, представляют случаи загорания истекшего продукта, взрыв газовой смеси, тепловое воздействие.

Сценарии возможных максимальных аварийных ситуаций на проектируемых объектах, которые могут носить характер чрезвычайной ситуации, приведены ниже.

12.2.4. Сценарий развития возможных чрезвычайных ситуаций на объектах и сооружениях

Для технологического оборудования и надземных трубопроводов нефти и газа:

- разгерметизация технологического оборудования и газо- и нефтепроводов полным сечением, пролив нефти на площадку с образованием пролива, испарение паров нефти, загрязнение окружающей среды;
- разгерметизация технологического оборудования и нефтепроводов полным сечением, пролив нефти на площадку с образованием пролива, испарение паров нефти, при появлении источника инициирования – воспламенение истекшего продукта и пожар пролива, тепловое воздействие на окружающие объекты и людей, загрязнение атмосферы продуктами горения;
- разгерметизация технологического оборудования и нефтепроводов полным сечением, пролив нефти на площадку с образованием пролива, испарение паров нефти с образованием облака парогазовой смеси, при появлении источника инициирования – взрыв, воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на окружающие объекты и людей;

Для подземного нефтепровода:

- разгерметизация подземного нефтепровода полным сечением, пролив нефти в грунт выходом на поверхность, испарение нефтяных паров, образование облака парогазовой смеси, рассеяние облака, загрязнение окружающей среды;
- разгерметизация подземного нефтепровода полным сечением, пролив нефти в грунт с выходом на поверхность, при появлении источника инициирования загорание, пожар пролива, тепловое воздействие на окружающие объекты и людей;
- разгерметизация подземного нефтепровода полным сечением, пролив нефти в грунт с выходом на поверхность, испарение паров нефти с образованием облака парогазовой смеси, при появлении источника инициирования - взрыв, воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на окружающие объекты и людей.

При возникновении крупной аварии (порыв трубопроводов или технологических аппаратов полным сечением) на проектируемых объектах поражающими факторами являются:

- воздушная ударная волна при взрыве облака газовой смеси или парогазовой смеси;
- тепловое воздействие при пожаре разлива или горения газа.

В зону поражающих факторов могут попасть:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ			86

- рациональное расположение оборудования на технологических площадках;
- герметизация технологического процесса;
- обеспечение безопасности производства;
- обеспечение надежного электроснабжения;
- обеспечение защиты от пожаров;
- обеспечение защиты обслуживающего персонала;
- обеспечение охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.

Нефтяное месторождение «Северные Бузачи» находится в Тупкараганском районе Мангистауской области Республики Казахстан в 245 км севернее г. Актау. С г. Актау месторождение связано автомобильной дорогой. Ближайший населенный пункт- поселок Шетпе с железнодорожной станцией- расположен в 170 км. от месторождения.

Рельеф относительно ровный, с увалисто-волнистыми формами, с общим уклоном на запад, северо-запад, в сторону Каспийского моря.

Сейсмичность территории месторождения оценена до 5 баллов.

Для максимально возможного снижения риска, потерь и ущерба при возникновении чрезвычайных ситуаций природного характера должны осуществляться защитные мероприятия:

- сейсмостойкое строительство и сейсмоусиление зданий и сооружений;
- гидротехнические и инженерно - геологические защитные мероприятия;
- другие мероприятия, предусмотренные предписаниями специально уполномоченных органов, имеющими обязательную силу.

12.2.8. Решения по обеспечению безопасности производства

- работа объектов в условиях нормальной эксплуатации в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала на технологических площадках;
- автоматизация основных технологических процессов;
- автоматическая противоаварийная защита и блокировка технологического оборудования при возникновении аварийной ситуации.

Для контроля давления в выкидной линии и нормальной работы насосов на скважинах, проектом

Взам. инв. №	Подп. и дата	Для обеспечения безопасной работы проектируемых объектов проектом предусмотрено: – работа объектов в условиях нормальной эксплуатации в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала на технологических площадках; – автоматизация основных технологических процессов; – автоматическая противоаварийная защита и блокировка технологического оборудования при возникновении аварийной ситуации. Автоматизация управления технологическим оборудованием на объекте основана на реагировании с использованием автоматического или ручного управления при изменении параметров технологического процесса или возникновении аварийных ситуаций. Для контроля давления в выкидной линии и нормальной работы насосов на скважинах, проектом					
		2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ					
Инв. № подл.		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист
							88

предусматривается установка электро-контактного манометра, сигналы от которого передаются в блок управления насосом для аварийного отключения.

Данным проектом предлагаются технические решения по оснащению эксплуатационных скважин системой постоянного скважинного мониторинга типа PPS или Фотон-К-03 для целей измерения и контроля пластового давления и температуры в режиме реального времени.

Электроснабжение системы постоянного скважинного мониторинга осуществляется от сети переменного тока ~220 В. Питание поверхностного блока производится от источника постоянного тока 12 В. Для обеспечения бесперебойного питания предусмотрена аккумуляторная батарея.

12.2.9. Решения по обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования

В проекте приняты следующие решения по обеспечению надежности трубопроводов и технологического оборудования:

- прокладка трубопровода из стекловолоконных труб;
- прокладка технологических трубопроводов их стальных бесшовных труб;
- поставка труб и деталей трубопроводов в термообработанном состоянии;
- укладка подземных трубопроводов в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы;
- прокладка надземных участков трубопроводов на низких опорах и стойках;
- прокладка подземных трубопроводов в защитных футлярах из стальных электросварных труб при переходах через автодороги;
- теплоизоляция трубопроводов минераловатными матами;
- контроль сварных соединений неразрушающими методами;
- проверка на герметичность трубопроводов после монтажа и капитального ремонта.
- наружная антикоррозионная защита всех технологических трубопроводов.

12.2.10. Решения по обеспечению надежного электроснабжения

Потребители электроэнергии: электродвигатели технологических насосов, приборы КИП и автоматики, электроосвещение площадок.

Источником внешнего электроснабжения на площадках скважин и МС являются существующие сети ВЛ-20 кВ и трансформаторные подстанции.

По степени надежности электроснабжения, согласно ВНТП 3-85 и ПУЭ РК потребители электроэнергии проектируемых объектов относятся:

- к I категории – нагрузки КИПиА;
- к II категории – технологические нагрузки и в том числе электрообогрев трубопроводов.

Предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси согласно ПУЭ РК и РД 08-200-98 с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее IExedIIA-T3.

Освещенности наружных площадок и территории объекта скважин и МС приняты в соответствии с действующими нормами и требованиями.

Типы светильников, род проводки соответствуют условиям среды, назначению и характеру производимых работ.

Рабочее освещение напряжением 380/220В предусматривается во всех на освещаемой территории для

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

обеспечения нормальной работы.

Освещение территории, проездов и наружных технологических площадок выполняется прожекторами и светильниками во взрывозащищенном исполнении, устанавливаемых на мачтах освещения.

Наружные установки с взрывоопасными зонами класса В-1г относятся по устройству молниезащиты ко II категории. Молниезащита вышеперечисленных сооружений обеспечивается путем присоединения металлических конструкций блоков и аппаратов к заземляющему устройству.

Для защиты от статического электричества технологические трубопроводы и аппараты надежно заземлены.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током все металлические нетоковедущие части электрооборудования на напряжение 380/220В присоединяются к заземленной нейтральной точке трансформатора посредством дополнительных защитных проводников.

12.2.11. Решения по защите от пожаров

Согласно ВНТП 3-85 п. 6.38, пожаротушение проектируемых объектов вне территории ЦППН предусматривается только первичными средствами.

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений», сооружения проекта, по устройству молниезащиты, относятся ко II-категории и защищены от прямых ударов и вторичных проявлений молнии присоединением к заземлителям всех металлических конструкций.

Уравнивание потенциалов и защита от статического электричества выполняются надежным присоединением механизмов, трубопроводов, металлических строительных конструкций, корпусов технологического оборудования и т. п. к сети заземления.

Все питающие и распределительные сети оборудуются защитой от короткого замыкания и всеми другими необходимыми видами защит. Во взрывоопасных зонах для них в обязательном порядке предусматривается защита от перегрузки.

Кроме того, на каждой площадке МС предусмотрены первичные средства пожаротушения. Количество необходимых первичных средств пожаротушения и места их размещения определено данным проектом согласно Технического регламента №14, «Общие требования к пожарной безопасности». Приобретение первичных средств пожаротушения осуществляется за счет основной деятельности предприятия.

12.2.12. Решения по обеспечению защиты персонала

Весь персонал должен быть обеспечен, средствами индивидуальной защиты СИЗ. Для осуществления оповещения на месторождение у обслуживающего персонала имеются переносные радиотелефоны.

Все рабочие не реже одного раза в полугодие должны проходить повторный инструктаж по технике безопасности и ежегодно подвергаться комиссионной проверке знаний по технике безопасности, а также подвергаться ежегодному медицинскому обследованию.

Согласно ежегодным графикам должны проводиться регулярные противоаварийные тренировки с обслуживающим персоналом по отработке возможных сценариев аварий техногенного и природного характера согласно Плана ликвидации аварий.

При внедрении новых технологических процессов и методов труда, введении нового оборудования и механизмов, введении в действие новых правил и инструкций по технике безопасности, а также по требованию контролирующих органов рабочие должны пройти дополнительное обучение и проверку знаний.

Все работы по эксплуатации и обслуживанию объектов должны производиться в строгом соответствии с инструкциями, определяющими основные положения по эксплуатации, инструкциями по технике безопасности,

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист	
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ				

- знать сигналы гражданской обороны;
- знать установленные правила поведения и порядок действий при угрозе возникновения или возникновения ЧС;
- изучать основные методы защиты, правила пользования коллективными и индивидуальными средствами защиты;
- изучать приемы оказания первой медицинской помощи.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	
						92	

13. НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

При выполнении рабочего проекта были использованы следующие нормативные документы:

- СН РК 1.02.03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ГОСТ 21.401-88 «Технология производства. Основные требования к рабочим чертежам»;
- ВСН 005-88 «Проектирование стальных промисловых трубопроводов. Технология и организация»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов»;
- «Правила устройства электроустановок». Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230;
- СН РК 4.04-07-2013 «Электротехнические устройства».
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений».
- ГОСТ 21.607 -82 (СПДС) - «Электрическое освещения территории промышленного предприятия. Рабочие чертежи»;
- ГОСТ 21.613-88 (СПДС) – «Силовое электрооборудование. Рабочие чертежи»;
- СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 – «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ 21.408-93 (СПДС) – «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»»
- ГОСТ 9.602-2016 – «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- ГОСТ 21.408-88 «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- СТ РК 1125-2002 «Технические средства организации дорожного движения»;
- Знаки дорожные. Общие технические требования»;
- ГОСТ 21.508-93 (изд.2003) «СПДС. Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов»;
- ГОСТ 21.204-93 «Условные графические обозначения и изображения элементов генеральных планов и сооружения транспортам»;
- Технический регламент РК «Общие требования к пожарной безопасности»;
- СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СНиП РК 3.02-09-2010 «Производственные здания»;
- СН РК 3.02-24-2011 «Сооружения промышленных предприятий».
- СП РК 3.02-128-2012 «Сооружения промышленных предприятий»;
- СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СНиП РК 5.03-34-2005 «Бетонные и железобетонные конструкции»;
- СН РК 5.01-02-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции»;
- НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 «Нагрузки и воздействия»;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист
									93
			Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СН РК 3.02-08-2013 «Административные и бытовые здания»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции». Приложение 4 к приказу МЗ РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденные приказом МЗ РК № ҚР ДСМ-72 от 03.08.2021 года».

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2024/1085/00/S-18/2-00-ОПЗ	Лист	
						94	