Товарищество с ограниченной ответственностью
«Инженерный центр»

Заказчик: «Buzachi Operating Ltd»	Генеральный проектировщик: ТОО «Инженерный центр»	Субподрядчик: ТОО «Construction NS»

«Buzachi Operating Ltd»

«Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение»

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Том II

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

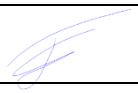
Объект: № 2024/1085/00/S-18/3-00
Экз.: №

Директор Тулегенов А.Л.

Главный инженер проекта Аманкулова Б.

Актау 2025

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Специалисты	Подпись	Ф.И.О.
ГИП		Аманкулова Б.
Ведущий инженер-технолог		Байгожаева Д.
Ведущий специалист по генплану и автодорогам		Избенова А.
Ведущий специалист строительного отдела		Нургалиева А.
Ведущий специалист отдела электроснабжения		Бердиев С.
Ведущий инженер по КИПиА		Генералов П.

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. ОБЩАЯ ЧАСТЬ 6

1.1. Введение 6

1.2. Краткая характеристика района 7

1.3. Существующее положение 9

1.3.1. Обустройство эксплуатационных скважин 9

1.3.2. Выкидные линии 9

1.3.3. Нефтегазосборные сети 10

1.3.4. Газосборные сети 10

1.3.5. Манифольдные станции МС 10

1.3.6. Замерные установки ЗУ 10

1.3.7. Перекачивающие станции ПС 11

1.3.8. Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) 11

1.3.9. Система поддержания пластового давления (СППД) 12

1.3.10. Насосная станция КТО 13

1.3.11. Снабжение пресной водой 13

1.3.12. Электроснабжение 13

1.3.13. Сооружения гражданского и бытового назначения 14

1.3.14. Система связи 14

1.4. Основные проектные решения 14

1.4.1. Генеральный план 14

1.4.2. Архитектурно-строительные решения 15

1.4.3. Технологические решения 15

1.4.4. Водоснабжение. Водоотведение. Пожаротушение 16

1.4.5. Электроснабжение и электрооборудование 16

1.4.6. Автоматизация технологических процессов 16

1.4.7. Система связи 17

1.5. Бытовое и медицинское обслуживание 17

1.6. Уровень ответственности проектируемых объектов 17

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН 18

2.1. Введение 18

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Аманкулова			
Пров.					
Нач. отд.					
Н. контр.					
ГИП		Аманкулова			

2024/1085/00/S-18/3-00-ОПЗ

«Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция МС-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» Общая пояснительная

Стадия	Лист	Листов
РП	1	

ТОО «Construction NS»
Актау, 2025 г.

2.2. Физико-географическая характеристика района работ 18
2.3. Планировочные решения 22
2.3.1. Проектируемые площадки скважин 24
2.3.2. Проектируемые площадки манифольдных станций 24
2.3.3. Модернизация существующих площадок манифольдных станций 24
2.3.4. Проектируемые площадки под опор линий электропередачи 25
2.4. Организация рельефа 25
2.5. Инженерные сети 25
3. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ 26
3.1. Введение 26
3.2. Характеристика площадки строительства. 26
3.3. Технические решения 28
3.3.1. План подъездных автодорог 28
3.3.2. Продольный профиль 30
3.3.3. Земляное полотно 30
3.3.4. Дорожная одежда 30
3.3.5. Пересечения и примыкания 31
3.3.6. Организация безопасности движения 31
3.3.7. Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии при строительстве площадок и дорог 31
3.3.8. Организация строительства 31
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 33
4.1. Введение 33
4.2. Исходные данные для технологических расчетов 33
4.3. Проектируемые сооружения 36
4.3.1. Обустройство устьев добывающих скважин 37
4.3.2. Обустройство устьев водонагнетательных скважин 44
4.3.3. Манифольдные станции 45
4.3.4. Модернизация существующих манифольдных станций 47
4.3.5. Выкидные линии добывающих скважин 50
4.3.6. Нагнетательные линии водонагнетательных скважин 52
4.4. Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности 57

4.5. Срок эксплуатации основного оборудования и трубопроводов 58
4.6. Утилизация отходов производства 58
5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ 59
5.1. Введение 59
5.2. Расчетные данные 59
5.3. Объемно-планировочные решения 60
5.3.1. Обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин 61
5.3.2. Манифольдная станция MC-East 4 61
5.3.3. Модернизация существующих манифольдных станций 62
5.3.4. Мероприятия по взрыво- и пожаробезопасности 63
5.3.5. Специальные защитные мероприятия 63
6. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ 65
6.1. Введение 65
6.2. Исходные данные 65
6.3. Существующее положение 65
6.4. Потребители электроэнергии и электрические нагрузки 66
6.5. Основные проектные решения 68
6.6. Защитные мероприятия 71
7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 73
7.1. Введение 73
7.2. Объекты и объем автоматизации 73
7.2.1. Объекты автоматизации 73
7.2.2. Объём автоматизации 74
7.3. Размещение средств контроля, измерения, сигнализации и защитные меры 75
7.4. Защитные мероприятия 76
7.4.1. Заземление 76
8. СИСТЕМА СВЯЗИ 77
8.1. Существующее положение 77
8.2. Проектные решения по системе связи 77
9. ПОЖАРОТУШЕНИЕ 78
10. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 79
10.1. Общие положения 79

10.2. Характеристика запроектированных объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности. 79
10.3. Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства 80
10.3.1. Технологические решения по обеспечению безопасности производства 80
10.3.2. Планировочные и архитектурно-строительные решения 81
10.3.3. Решения по водоснабжению и канализации 81
10.4. Технические решения по обеспечению пожарной безопасности 81
10.5. Радиационная безопасность 81
10.6. Защита персонала при возможных аварийных ситуациях 81
10.6.1. Защита персонала 81
10.6.2. Страхование жизни 82
10.7. Основные требования безопасности при эксплуатации объектов 82
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ 84
11.1. Мероприятия по гражданской обороне 84
11.1.1. Общие положения 84
11.1.2. Краткие сведения об объектах проектирования. 84
11.1.3. Сведения по опасности проектируемых объектов и сооружений 85
11.1.4. Характеристика обращающихся в технологическом процессе веществ 85
11.1.5. Сведения по размещению объектов относительно природных источников экстремальных ситуаций 86
11.1.6. Расстояние до близлежащих населенных пунктов 87
11.1.7. Обоснование категории объектов по гражданской обороне 87
11.1.8. Численность наибольшей работающей смены 87
11.1.9. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны 88
11.1.10. Решения по системе управления, оповещения 88
11.1.11. Мероприятия Гражданской обороны по защите объектов от современных средств поражения 88
11.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций 89
11.2.1. Общие положения 89
11.2.2. Определение границ зон возможной опасности 89

11.2.3. Опасные сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций техногенного характера на проектируемых объектах 90
11.2.4. Сценарий развития возможных чрезвычайных ситуаций на объектах и сооружениях 90
11.2.5. Зоны поражения незащищенных людей при авариях по рассмотренным сценариям на проектируемых объектах 91
11.2.6. Мероприятия по уменьшению последствий возможных чрезвычайных ситуаций 92
11.2.7. Защита объектов от опасных природных процессов 92
11.2.8. Решения по обеспечению безопасности производства 92
11.2.9. Решения по обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования 93
11.2.10. Решения по обеспечению надежного электроснабжения 93
11.2.11. Решения по защите от пожаров 94
11.2.12. Решения по обеспечению защиты персонала 94
11.2.13. Решения по обеспечению охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов 95
11.2.14. Решения по организации эвакуационных мероприятий 95
11.2.15. Защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций техногенного характера 95
12. НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 97

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Введение

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;

Рабочий проект выполнен в соответствии с:

- 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 № 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»;
- инженерно-геологическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Construction NS» октябре 2025 г;
- инженерно-геодезическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Construction NS» в октябре 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.).

Генеральным проектировщик: ТОО «Инженерный центр».

Субподрядчик: ТОО «Construction NS».

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 5 добывающих скважин: G124, G131, G140, G148, K57;
- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций:MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5, MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1;

4-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592;
- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого MC-East 4 до УПСВ-1 с подключением к существующим системам нефтесбора;
- внутрипромысловый трубопровод системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1 до проектируемого манифольда MC-East 4;
- манифольдная станция MC-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-12/1, УПСВ-1.
- узлы подключения № 1, 2,3

1.2. 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 ºС. Зима малоснежная с понижением температуры до –26,4 ºС. 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 ºС;
- наиболее жаркий месяц июль
- абсолютный максимум температуры воздуха +44,8 ºС;
- 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/дм^3. Тип воды сульфатно-хлоридный - кальциево-магниево-натриевый.

По содержанию сульфатов (16254-16896 мг/л) подземные воды сильноагрессивные к бетонам на портландцементах по ГОСТ 10178 и к бетонам на сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266.

По содержанию хлоридов (55839 мг/л) подземные воды слабоагрессивные на арматуру железобетонных конструкции при постоянном погружении и сильноагрессивные при периодическом смачивании в зонах жидкой среды и капиллярного подсоса.

Грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе, от неагрессивных до сильноагрессивных к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты от среднеагрессивных до сильноагрессивных к бетонным и железобетонным конструкциям. Суммарное содержание легкорастворимых солей до 6,3 %. Грунты сильнозасоленные.

Грунты просадочные, тип – I.

Коррозионная агрессивность грунтов от «высокой» до «средней». Удельное сопротивление грунтов изменяется от 18,8 до 47,5 Ом.

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

Флора и фауна типичная для полуострова Мангышлак и подробно отображена в разделе «Охрана окружающей природной среды» данного проекта.

1.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Существующие мощности по добыче, сбору и подготовке нефти на месторождении Северные Бузачи включают эксплуатационные скважины, выкидные, нагнетательные, водозаборные линии, нефтесборные, газосборные коллекторы, манифольдные станции (МС), нефтегазосборные сети, замерные установки (ЗУ), перекачивающие станции (ПС) и центральный пункт подготовки нефти (ЦППН).

1.3.1. Обустройство эксплуатационных 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 насосов на другой.

Технологической схемой разработки месторождения предусмотрена периодическая смена процессов добычи нефти и закачки воды.

Действующие добывающие скважины подключены к объектам системы сбора групповым замерным установкам и перекачивающим станциям (ЗУ, ПС).

1.3.2. Выкидные линии

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции от эксплуатационных скважин до МС, ЗУ, ПС и ЦППН.

Выкидные линии выполнены в подземном исполнении. Подземные трубопроводы выполнены из 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.

1.3.3. 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.

1.3.4. 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 станций 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.

1.3.5. 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.

1.3.6. 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;
- площадка загрузки автоцистерн;
- площадка дренажной емкости;
- площадка сбора конденсата;

- совмещенный факел для сжигания газа;
- площадка газобаллонной установки.

1.3.7. 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.

1.3.8. 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 м^3;
- площадка приема скребка выкидных линий Ду 100, 150, 200;
- подогреватели сырой нефти;
- резервуар отстойник V = 80 м^3;
- резервуары водоотделители V = 1000 м^3;
- резервуары промежуточного сбора сырой нефти V = 1000 м^3;
- насосы откачки водонефтяной жидкости;
- площадка камеры запуска скребка;
- дренажные емкости;
- 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 м^3;
- 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.

1.3.9. 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 м^3;
- 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 м^3;
- 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 м^3 каждый (3 шт.);
- насосная станция пожаротушения;
- лафетные стволы;
- узел приготовления пены системы АПТ;
- насосов налива нефти и пластовой воды в автоцистерны;
- площадка сбора конденсата;
- сепаратор топливного газа объемом 4 м^3.

1.3.10. 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.

1.3.11. Снабжение пресной водой

Пресная Волжская вода подается по трубопроводу из полиэтиленовых труб диаметром 3" и стекловолокнистого 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 м^3/сут.

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

1.3.12. 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 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.

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.

1.3.13. 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.

1.3.14. Система связи

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

1.4. Основные проектные решения

1.4.1. 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 манифольдной станции MC-East 4 с размерами в плане 26х15 м.

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

1.4.2. 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;
- Манифольдная станция MC-East 4;
- Модернизация существующих манифольдных станций, узлы подключения № 1, 2,3;
- Внеплощадочные сети электроснабжения.

1.4.3. Технологические решения

Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт продукции скважин. Данный проект предусматривает разделение строительства и ввод объектов в эксплуатацию по пусковым комплексам.

Объём проектирования по данному объекту:

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 5 добывающих скважин: G124, G131, G140, G148, K57;
- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций:MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5, MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1;

4-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592;
- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого MC-East 4 до УПСВ-1 с подключением к существующим системам нефтесбора;

- внутрипромысловый трубопровод системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1 до проектируемого манифольда МС-East 4;
- манифольдная станция МС-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: МС-12/1, УПСВ-1.
- узлы подключения № 1, 2,3.

1.4.4. 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.

1.4.5. 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.

1.4.6. 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.

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.

1.4.7. 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.

1.5. 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.

1.6. 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.

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1. Введение

Раздел рабочего проекта «Генеральный план» рабочего проекта «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. 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 «Construction NS» в сентябре-октябре 2025 г.

Исходные данные для проектирования:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;
- материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненные ТОО «Construction NS»;
- материалы инженерно-геологических изысканий, выполненные ТОО «Construction NS».

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».

Подъезды к проектируемым площадкам смотреть раздел 02-АД.

- система высот - балтийская.
- система координат - местная.

2.2. 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 245 км от областного центра.

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 резкоконтинетальный, 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.

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

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, ºС	17.7
Абсолютный минимум температуры, ºС	-34
Абсолютный максимум температуры, ºС	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

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 $\rho н = 1.76$ г/см^3

Удельное сцепление Сн = 20 кПа, угол внутреннего трения $\varphi н = 17^0$.

Модуль деформации: Ен = 5.2 МПа (в водонасыщенном состоянии)

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

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта $\rho н = 2.16$ г/см^3,

Удельное сцепление Сн = 10 кПа, угол внутреннего трения $\varphi н = 25^0$.

Модуль деформации: Ен = 16.0 МПа (в водонасыщенном состоянии).

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

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта $\rho н = 2.10$ г/см^3,

Удельное сцепление Сн = 30 кПа, угол внутреннего трения $\varphi н = 16^0$.

Модуль деформации: Ен = 5.5 МПа (в водонасыщенном состоянии)

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

Нормативные значения грунта:

Плотность грунта $\rho н = 1.87$ г/см^3,

Удельное сцепление Сн = 44 кПа, угол внутреннего трения $\varphi н = 14^0$.

Модуль деформации: Ен = 3.7 МПа (в водонасыщенном состоянии)

НОРМАТИВНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРУНТОВ

№ ИГЭ	Наименование грунта	Плотность, г/см^3			Удельное сцепление, кПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации, МПа
		$\rho_н$	ρ_{II}	ρ_I	$C_н$	C_{II}	C_I	$\varphi_н$	φ_{II}	φ_I	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

Примечание: значения приведены при водонасыщении.

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

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты среднезасоленные. Суммарное содержание легкорастворимых солей 2.482%.

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.

Качественный прогноз потенциальной подтопляемости: Территория является потенциально подтопляемой.

Грунтовые воды вскрыты на глубинах 0.65-1.5м.

Строительные группы грунтов по СН РК 8.02-05-2002г. следующие:

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

2.3. ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

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.

Проектом предусмотрено разделение на 4 пусковых комплекса:

1-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 5 добывающих скважин: G124, G131,

G140, G148, K57;

- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;

строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3. Для скважины NB50-4A отсыпка территории площадки не требуется;

- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций:MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5, MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3;

3-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1;

4-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592;
- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого MC-East 4 до УПСВ-1 с подключением к существующим системам нефтесбора;
- внутрипромысловый трубопровод системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1 до проектируемого манифольда MC-East 4;
- манифольдная станция MC-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-12/1, УПСВ-1;
- узлы подключения № 1, 2, 3.

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 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.

2.3.1. 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 месторождении Северные Бузачи. Плановое положение проектируемых площадок скважин определяется координатами скважин.

Расположение площадок приведено на чертежах.

Основные показатели (на одну площадку Скважины):

- Площадь территории площадки - 4806,0м^2;
- Площадь застройки площадки - 54.0м^2;
- 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.

Скважина NB50-4A размещается в пределах существующей площадки NB50-4. Территория площадки NB50-4 ранее отсыпана и спланирована. Дополнительная отсыпка и вертикальная планировка территории для скважины NB50-4A проектом не предусматриваются.

2.3.2. Проектируемые площадки манифольдных станций

Проектируемая площадка манифольдной станции MC-East 4 предусмотрена прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами в осях 26×15 м. Размещение площадки принято с северной стороны проектируемой площадки скважины NB 10191-3.

Рельеф на площадке ровный, поверхность соровая.

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

Основные показатели по генплану площадки MC-East 4:

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

2.3.3. 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 предусматривается.

На существующем манифольде MC-GS6/4 предусмотрено расширение с северной стороны для подключения трубопроводов диаметром 80 мм.

Проектом предусмотрена досыпка существующей грунтовой площадки. Досыпаемая часть принята прямоугольной формы в плане, с габаритными размерами 14,70×5,0 м. Планировочные работы выполняются с учетом высотных отметок существующей площадки, по аналогии с ранее предусмотренными площадками скважин.

2.3.4. 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).

2.4. 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.

2.5. 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.

Сводный план инженерных сетей всех площадок см. раздел 2024/1085/00/S-18/3-03-ГП.

3. АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ

3.1. Введение

Раздел рабочего проекта «Генеральный план» рабочего проекта «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. 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 «Construction NS» в сентябре-октябре 2025 г.

Исходные данные для проектирования:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;
- материалы инженерно-геодезических изысканий, выполненные ТОО «Construction NS»;
- материалы инженерно-геологических изысканий, выполненные ТОО «Construction NS».

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.

3.2. 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 ρн = 1,88 г/см^3, показатель текучести <0
- Удельное сцепление Сн = 25 кПа, угол внутреннего трения φн = 240
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: Ен =11,7 МПа (в естественном состоянии)
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: Ен =5,8 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 ρн = 1,97 г/см^3, показатель текучести <0
- Удельное сцепление Сн = 30 кПа, угол внутреннего трения φн = 220
- Модуль деформации при 0,3-0,2 МПа: Ен =11,7 МПа (в естественном состоянии)
- Модуль деформации при 0,3-0,2 МПа: Ен =6,2 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 г/см^3 при оптимальной влажности 0,13дол.ед. и плотность скелета уплотнённого
- образца 1,91г/см^3 при коэффициенте относительного уплотнения при 0,95.

ИГЭ -3 Супесь коричневая, пластичная.

Нормативные значения грунта:

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

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

Нормативные значения грунта:

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

Грунтовые воды вскрыты повсеместно. На проектируемых территориях грунтовые воды вскрыты на глубине от 0,5÷1,8 м. Воды по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов воды сильноагрессивные к железобетонным конструкциям.

Грунты по содержанию сульфатов от среднеагрессивные до сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и от неагрессивные до сильноагрессивные 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 м;
- супеси – 0,63 м.
- максимальная глубина проникновения 0оС в почву составляет – 1,26 м.

Согласно СНиП РК 2.03-30-2017г. сейсмичность района составляет 5 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам III (Типы грунтовых условий) , по таблице 6.1.

3.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

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.

Данный проект предусматривает разделение строительства и ввод объектов в эксплуатацию по пусковым комплексам.

Данный проект предусматривает:

1-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 5 добывающих скважин: G124, G131, G140, G148, K57;
- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;

  строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3. Для скважины NB50-4A отсыпка территории площадки не требуется;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций:MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5, MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3;

3-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1;

4-й пусковой комплекс:

- строительство грунтовых площадок для обустройства устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592;
- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого MC-East 4 до УПСВ-1 с подключением

к существующим системам нефтесбора;

- внутрипромысловый трубопровод системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1 до проектируемого манифольда МС-East 4;
- манифольдная станция МС-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: МС-12/1, УПСВ-1;
- узлы подключения № 1, 2, 3.

3.3.1. План подъездных автодорог

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.

Расчет ширины проезжей части:

Согласно таблице 30 СП РК 3.03-122-2013 (примечание 4) в целях экономической целесообразности ширину 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 26 подъездов к площадкам:

Таблица 3.3.1

№	Подъезд к скважине	Протяженность,м
1	NB4064-1	71.07
2	NB518	370.22
3	NB502	107.68
4	G124	95.05
5	NB225	22.27
6	G148	52.75
7	NB729-1	23.12
8	NB726-1	23.68
9	NB722-3	21.51
10	G140	337.53
11	NB711A-3	223.86
12	NB758A-1	223.62
13	NB759A-2	96.2
14	NB758-1	79.43
15	NB759-1	74.31
16	NB934-1	32.06
17	NB905-1	39.04
18	NB921-3	23.18
19	NB10505-1	39.65
20	NB10512-2	32.64

21	NB10516	21.81
22	NB10191-3	22.33
23	NB10592	60.24
24	NB5117-3	33.19
25	NB5104-3	50.86
26	NB5132-3	18.02

Общая длина подъездов к площадкам – 2192.35 м. Строительная длина автодорог равна длине подъездов к 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.

3.3.2. 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.

3.3.3. 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.

3.3.4. 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 ‰.

3.3.5. Пересечения и примыкания

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.

3.3.6. 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*.

3.3.7. 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.

3.3.8. 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;
- 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.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

4.1. Введение

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;
- инженерно-геологическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Construction NS» в октябре 2025 г;
- инженерно-геодезическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Construction NS» в октябре 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.

4.2. 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 4.2.1

Таблица 4.2.1

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	114,5
Добыча жидкости	т/сут	2389
Добыча газа	м³/т	1035,3

Фонд добывающих скважин:	скв.	24 5 скв (Расконсервация)

Добыча нефти от 14 водонагнетательных скважин на период работы в качестве добывающих скважин представлена в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2.

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	54,2
Добыча жидкости	т/сут	1099
Добыча газа	м³/т	499,8
Фонд добывающих скважин:	скв.	14

Технологические параметры добычи нефти представлены в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3.

Наименование параметров	Единица измерения	Показатель
Дебит нефти	т/сут	3,4÷4,4
Дебит жидкости	м³/сут	35,0÷88,0
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 4.2.4.

Таблица 4.2.4.

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 4.2.5.

Таблица 4.2.5.

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
H_2S (сероводород)	%	отсутствует
CH_4 (метан)	%	93,193
C_2H_6 (этан)	%	0,608
C_3H_8 (пропан)	%	0,052
i-C_4H_{10} (изо-бутан)	%	0,018
n-C_4H_{10} (н-бутан)	%	0,003
i-C_5H_{12} (изо-пентан)	%	0,004
n-C_5H_{12} (н-пентан)	%	0,002
C_6H_{14} (гексан)	%	0,022
C_7H_{16} (гептан)	%	0,02

Технико-экономические показатели заводнения пластов представлены в таблице 4.2.6.

Таблица 4.2.6

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.	14

Для воды, закачиваемой в пласт, предусмотрены требования, установленные СТ РК 1662-2007 (таблица 4.2.7.)

Таблица 4.2.7

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 сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие

Физико-химические свойства пластовой воды представлены в таблице 4.2.8.

Таблица 4.2.8

Наименование показателей	Показатель
Плотность, г/см³	1,04
Концентрация водородных ионов, (pH)	6,11
Суммарное содержание натрия и калия, мг/дм³	22168,55

Содержание кальция, мг/дм³	2310
Содержание магния, мг/дм³	1024
Содержание хлоридов, мг/дм³	41148
Содержание сульфатов, мг/дм³	Не обнаружено
Содержание карбонатов, мг/дм³	Не обнаружено
Содержание гидрокарбонатов, мг/дм³	158,4
Суммарная минерализация, мг/дм³	66808,95
Тип воды	Cl-Ca
Сухой остаток, мг/дм³	65375
Содержание бария, мг/дм³	28
Содержание стронция, мг/дм³	41,2
Содержание марганца, мг/дм³	0,009
Содержание меди, мг/дм³	0,0039
Содержание никеля, мг/дм³	Не обнаружено
Содержание алюминия, мг/дм³	0,115
Содержание цинка, мг/дм³	0,024
Содержание йода, мг/дм³	4,65
Содержание брома, мг/дм³	22,34
Содержание бора, мг/дм³	5,0
Содержание свободной двуокиси углерода, мг/дм³	79
Содержание железа II, мг/дм³	5,6
Содержание железа III, мг/дм³	18,4
Содержание нерастворимых в воде веществ, мг/дм³	98,63
Содержание нефтепродуктов, мг/дм³	51,97
Содержание сероводорода, мг/дм³	Не обнаружено
Вязкость при 20 ºС, мм²/с	1,1308

4.3. ПРОЕКТИРУЕМЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Состав сооружений и выбор оборудования определился на основании параметров технологической схемы сбора и транспорта нефтегазовой смеси.

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию тремя пусковыми комплексами.

Состав сооружений (добыча и транспорт продукции скважин):

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 5 добывающих скважин: G124, G131, G140, G148, K57;
- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5, MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1;

4-й пусковой комплекс:

- внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого МС-East 4 до УПСВ-1 с подключением к существующим системам нефтесбора;
- манифольдная станция МС-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: УПСВ-1;
- узлы подключения № 1, 2, 3.

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 3» 14 водонагнетательных скважин.

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

Состав сооружений (поддержание пластового давления):

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;

4-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592;
- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловый трубопровод системы поддержания пластового давления (ППД) от МС-12/1 до проектируемого манифольда МС-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: МС-12/1.

4.3.1. 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 насосов на другой.

Устье добывающих скважин должны обустраиваться после проведения буровых работ.

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

- фундамент под станок-качалку (а также сетчатое ограждение станка-качалки при эксплуатации УШГН поставляются в комплекте с установкой штангового глубинного насоса);
- 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, жидкостного расходомера, обвязочных трубопроводов, термометр и манометры на устье.

Всего обустраивается 29 добывающих скважин (в том числе 5 скважин – расконсервация).

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию тремя пусковыми комплексами.

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 5 добывающих скважин (расконсервация): G124, G131, G140, G148, K57;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2.

Проектом предусматривается установка жидкостных расходомеров на 3 добывающих скважинах. На период отработки скважины в режиме добычи дополнительно предусматривается установка расходомера на 1 водонагнетательной скважине.

1-й пусковой комплекс:

- Жидкостные расходомеры будут установлены на скважинах G131, G140 предусмотренных данным проектом.

2-й пусковой комплекс:

- Жидкостной расходомер будет установлен на скважине NB518 предусмотренных данным проектом.

3-й пусковой комплекс:

- Жидкостной расходомер будет установлен на скважине NB502 предусмотренных данным проектом.

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 93,3ºС.

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 «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.

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 4.3.1.

Таблица 4.3.1.

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЕ
Установка нагнетательного винтового насоса		
Тип (марка)		УШВН
Диапазон подачи	$м^3$/сут.	15÷18, 23÷30, 40÷45, 75÷85, 145÷165
Диаметр корпуса не более для эксколонны 139,7мм	мм	100
Диаметр корпуса не более для эксколонны 177,8мм	мм	116
Длина стартера не более	м	12
Установка погружного электровинтового насоса		

Тип (марка)		УЭВН 5А-12-1000, УЭВН 5А-18-1000
Номинальная осевая нагрузка	тн	8
Расчетная предельная рабочая скорость вращения	об/мин	500
Расчетная минимальная скорость вращения	об/мин	не лимитирована
Рабочая температура окружающей среды	°С	от -50 до +50
Емкость резервуара со смазкой	л	4,3
Система фильтрации		Элемент центробежного фильтра 3 мкм по ISO 14/12
Величина крутящего момента, воспринимаемая тормозной системой	Н*м	2030
Установка электроцентробежного насоса		
Тип (марка)		УВНН2А-30Э-2200/36-140 с э/д
Подача	$м^3$/сут.	30
Напор	м	2200
Частота вращения вала	об/мин	2910
Мощность двигателя	кВт	40
Напряжение двигателя	В	1020
Сила тока двигателя	А	27,8
Коэф. полезного действия двигателя	%	90,2
Масса установки	кг	1423,51
Максимальный диаметр	мм	93,5
Длина	мм	40042,5
Тип (марка)		УВНН2А-30Э-2250/35-060
Подача	$м^3$/сут	30
Напор	м	2 250
Частота вращения вала	об/мин	2 910
Мощность двигателя	кВт	40
Напряжение двигателя	В	1 020
Сила тока двигателя	А	27,8
Коэф. полезного действия двигателя	%	90,2
Масса установки	кг	1 778,2
Максимальный диаметр	мм	93,5
Длина	мм	40 953
Тип (марка)		УВНН2А-40Э-1800/36-140 (3880/30Э)
Подача	$м^3$/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		$м^3$/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		$м^3$/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
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-THM-14-2-2
Длина цилиндра	фут	14
Диаметр	дюйм	2,75
Соединение к штанге	дюйм	1
Плунжерный зазор	дюйм	0,006
Счетчик жидкости/ расходомер		
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: (длинна 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: (длинна 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 жидкостного расходомера определяет Заказчик самостоятельно после периода исследование или во время эксплуатации скважин по точному дебиту жидкости.

Направления устья скважины представлены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2.

№ п/п	№ скважины	Направления	№ п/п	№ скважины	Направления
1-й пусковой комплекс			15.	NB 10511-2	Юг
1.	G124 (расконсервация)	Юг	16.	NB 10515	Север
2.	G131 (расконсервация)	Север	17.	NB 10516	Север
3.	G140 (расконсервация)	Север	18.	NB 10521-1	Юг
4.	G148 (расконсервация)	Восток	3-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС		
5.	K57 (расконсервация)	Восток	19.	NB 758-1	Север
2-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС			20.	NB 759-1	Север
6.	NB10512-2	Север	21.	NB 934-1	Юг
7.	NB 225	Восток	22.	NB 904-1	Восток

8.	NB 4064-1	Юг	23.	NB 905-1	Север
9.	NB 4063-1	Юг	24.	NB 905-2	Юг
10.	NB 902-2	Север	25.	NB 906-2	Юг
11.	NB 518	Север	26.	NB 938-1	Юг
12.	NB 729-1	Юг	27.	NB 909-1	Север
13.	NB 726-1	Юг	28.	NB 926-1	Север
14.	NB 10505-1	Север	29.	NB 927-2	Юг

4.3.2. Обустройство устьев водонагнетательных скважин

Устье водонагнетательных скважин должны обустраиваться после проведение буровых работ.

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

- мачта освещения с одним светодиодным прожектором;
- защитное ограждение устья скважин.

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

Проектируемые водонагнетательные скважины в период введения в эксплуатацию будут временно использоваться в качестве добывающих. При переводе скважин из добывающей в водонагнетательную, предусматривается установка устьевого оборудования, рассчитанного на расчетное давление ANSI 600 (10 МПа). Восстановление приемистости водонагнетательной скважины, предусматривается путем закачки в нее воды равной, согласно техническому заданию – 209 $м^3$/сутки. Метод восстановления приемистости скважины рекомендован технологической схемой разработки месторождения.

На каждой проектируемой водонагнетательной скважине предусматривается установка устьевого оборудования. Рабочее давление на устье водонагнетательных скважин составляет 5,5 МПа. Обустройство устья скважины включает установку запорной арматуры, обратного клапана, регулируемого дроссельного клапана, счетчик расхода жидкости и обвязочных трубопроводов.

Проектом предусмотрено установка по месту следующих показывающих приборов контроля:

- Манометр;
- Термометр;
- Счетчик расхода жидкости.

Всего обустраивается 14 водонагнетательных скважин.

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 93,3ºС.

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

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 A.

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*$P_{раб}$=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.

Направления устья скважины представлены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3.

№ п/п	№ скважины	Направления	№ п/п	№ скважины	Направления
2-й пусковой комплекс			8.	NB 921-3	Север
1.	NB 50-4A	Юг	9.	NB 758A-1	Юг
2.	NB 502	Север	10.	NB 759A-2	Юг
3.	NB 722-3	Юг	11.	NB 917-3	Юг
4.	NB 5132-3	Юг	12.	NB 918-3	Восток
5.	NB 5117-3	Север	4-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС		
6.	NB 5104-3	Юг	13.	NB 10191-3	Север
3-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС			14.	NB 10592	Север
7.	NB 711A-3	Юг			

4.3.3. Манифольдные станции

Проектируемые манифольдные станции предназначены для сбора продукции подключаемых проектируемых скважин.

Проектом предусматривается одна проектируемая манифольдная станция MC-East 4. Проектируемая манифольдная станция MC-East 4 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.

Проектируемая манифольдная станция MC-East 4 предусмотрена в рамках четвертого пускового комплекса.

На манифольд MC-East 4 (сборный или блочный) предусмотрено подключение 2 скважин (NB10191-3, NB10592).

Площадка манифольдной станции расположена с северной стороны существующей площадки NB10191-3

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 A.

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 Рисп.=1,25*Рраб.=6,87 МПа. Дренажные трубопроводы - Рисп.=1,5*Рраб.=0,2 МПа. Тестовый манифольд, эксплуатационный манифольд Рисп=1,25Ррасч=6,87 МПа.

Согласно ВНТП 3-85 давление испытания на прочность трубопроводов пластовой воды не менее Рисп.=1,5*Рраб.=8,25 МПа. Давление испытания на герметичность не менее Рисп.=Рраб.. 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 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.

4.3.4. 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: МС-NB23/4, МС-NB23/10, МС-17/4, МС-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций:МС-12/4, МС-NB23/11, МС-31/4, МС-21/5, МС-21\2, МС-31/3, МС-5/1, МС-NB23/8, МС-East 3.

3-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: МС-GS6/4, МС-GS9/2, МС-GS9/3, МС-9, МС-GS9/1.

4-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: МС-12/1, УПСВ-1.
- узлы подключения № 1, 2, 3.

Проектными решениями предусматриваются следующие подключения скважин к существующим манифольдам:

- К манифольду МС-31/4 предусматривается подключение 2 скважин: NB 4063-1, NB 4064-1;
- К манифольду МС-NB 23/8 предусматривается подключение 3 скважин: NB 5104-3, NB 5117-3, NB 5132-3;
- К манифольду МС-31/3 предусматривается подключение 2 скважин: NB 502, NB 518;
- К манифольду МС-NB 23/10 предусматривается подключение 1 скважины: G 131;
- К манифольду МС-NB 23/4 предусматривается подключение 1 скважины: G 124;
- К манифольду МС-NB 23/11 предусматривается подключение 1 скважины: NB 225;
- К манифольду МС-NB 23/5 предусматривается подключение 1 скважины: G 148;
- К манифольду МС-5/1 предусматривается подключение 3 скважин: NB 729-1, NB 726-1, NB 722-3;
- К манифольду МС-17/4 предусматривается подключение 1 скважины: G 140;
- К манифольду МС-GS 6/4 предусматривается подключение 5 скважин: NB 711A-3, NB 758A-1, NB 759A-2, NB 758-1, NB 759-1;
- К манифольду МС-GS 9/3 предусматривается подключение 5 скважин: NB 934-1, NB 938-1, NB 906-2, NB 909-1, NB 905-2;
- К манифольду МС-9 предусматривается подключение 2 скважин: NB 905-1, NB 904-1;
- К манифольду МС-GS 9/1 предусматривается подключение 1 скважины: NB 927-2;
- К манифольду МС-GS 9/2 предусматривается подключение 4 скважин: NB 917-3, NB 926-1, NB 918-3, NB 921-3;
- К манифольду МС-21/2 предусматривается подключение 1 скважины: NB 902-2;
- К манифольду МС-21/5 предусматривается подключение 1 скважины: NB 50-4A;
- К манифольду GS-14 предусматривается подключение 1 скважины: K 57;
- К манифольду МС-East 3 предусматривается подключение 3 скважин: NB 10505-1, NB 10511-2, NB 10521-1;
- К манифольду МС-12/4 предусматривается подключение 3 скважин: NB 10512-2, NB 10515, NB 10516.
- На манифольде УПСВ-1 предусмотрено подключение НГ трубопровода диаметром Ду 200 мм от проектируемого манифольда МС-East 4.
- На манифольде МС-12/1 предусмотрено подключение ВПЛ трубопровода диаметром Ду 150 мм до проектируемого манифольда МС-East 4.

Проектируемые узлы подключения № 1, 2,3 расположены вдоль трассы проектируемого внутрипромыслового нефтегазопровода и внутрипромыслового трубопровода системы ППД.

На площадках узлов подключения № 1, 2, 3 предусмотрена установка запорной арматуры Ду 200 мм (8”) ANSI 600 и Ду 150 мм (6”) ANSI 600, предназначенной для отключения соответствующих участков трубопроводов в случае аварийной ситуации либо проведения ремонтных работ, а также для обеспечения возможности будущих подключений. Управление запорной арматурой осуществляется по месту.

Кроме того, на узлах подключения предусматриваются два резервных присоединения для перспективных подключений.

Технологические трубопроводы и запорные арматуры, выполнены надземно на несгораемых опорах.

Переход стекловолоконных трубопроводов на стальные осуществляется с помощью фланцевых адаптеров. Фланцевые соединение предусмотрено надземно на площадке узла.

На существующих манифольдных станциях и на узлах подключения 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 Рисп.=1,25*Рраб.=6,87 МПа. Дренажные трубопроводы - Рисп.=1,5*Рраб.=0,2 МПа. Тестовый манифольд, эксплуатационный манифольд Рисп=1,25Ррасч=6,87 МПа.

Согласно ВНТП 3-85 давление испытания на прочность трубопроводов пластовой воды не менее Рисп.=1,5*Рраб.=8,25 МПа. Давление испытания на герметичность не менее Рисп.=Рраб. 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 использована пластовая вода, поступающая с площадки БКНС на ЦППН или УПСВ.

4.3.5. 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.

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию пусковыми комплексами.

1-й пусковой комплекс:

- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов.

2-й пусковой комплекс:

- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов.

3-й пусковой комплекс:

- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;

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 93,3ºС.

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, 1 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 4.3.5.

Таблица 4.3.5.

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
1-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС				15.	NB 10511-2	80	1198
1.	G124 (расконсервация)	80	1378	16.	NB 10515	80	1099
2.	G131 (расконсервация)	80	158	17.	NB 10516	80	818
3.	G140 (расконсервация)	80	2094	18.	NB 10521-1	80	1282
4.	G148 (расконсервация)	80	1056	3-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС			
5.	K57 (расконсервация)	80	541	19.	NB 758-1	80	532
2-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС				20.	NB 759-1	80	783
6.	NB 10512-2	80	1128	21.	NB 934-1	80	639
7.	NB 225	80	643	22.	NB 904-1	80	183
8.	NB 4064-1	80	1640	23.	NB 905-1	80	231
9.	NB 4063-1	80	1201	24.	NB 905-2	80	723
10.	NB 902-2	80	168	25.	NB 906-2	80	985
11.	NB 518	80	1668	26.	NB 938-1	80	413
12.	NB 729-1	80	491	27.	NB 909-1	80	909
13.	NB 726-1	80	244	28.	NB 926-1	80	959
14.	NB 10505-1	80	585	29.	NB 927-2	80	139

Протяженность выкидных линий первого пускового комплекса составляет – 5 227 м.

Протяженность выкидных линий второго пускового комплекса составляет – 12 165 м.

Протяженность выкидных линий третьего пускового комплекса составляет – 6 496 м.

Общая протяженность выкидных линий **– 23 888м.**

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 пригруза 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 Рисп.=1,25*Рраб=6,87 МПа, давление испытания на герметичность не менее Рисп.=Рраб.=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.

Выкидные линии укладываются подземно. Глубина заложения выкидных линий предусматривается 1,4 м ÷2,2 м до верха трубы. Монтаж трубопроводов осуществляется трубоукладчиками в траншею на подготовленное, выровненное основание из мягкого грунта. Производиться 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.

4.3.6. Нагнетательные линии водонагнетательных скважин

Нагнетательные линии предназначены для транспортировки пластовой воды от манифольдных станций до водонагнетательных скважин.

Строительство планируется разделить и ввести объекты в эксплуатацию пусковыми комплексами.

2-й пусковой комплекс:

- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин.

3-й пусковой комплекс:

- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин.

4-й пусковой комплекс:

- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;

Нагнетательные линии к проектируемым скважинам выполнены в подземном исполнении из стекловолоконных труб условным диаметром Ду80 мм (3”) со следующими техническими параметрами: Ру 1250 PSI (8.62 МПа), тип соединения резьбовой 8RD, максимальная температура 93,3ºС, с покрытием, устойчивым к коррозии.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85 выкидные линии отнесены к трубопроводам III класса, 1 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.

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

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 4.3.6.

Таблица 4.3.6.

№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м	№ п/п	№ скважины	Диаметр (условный), мм	Протяженность, м
2-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС				8.	NB 921-3	80	712
1.	NB 50-4A	80	201	9.	NB 758A-1	80	506
2.	NB 502	80	1204	10.	NB 759A-2	80	692
3.	NB 722-3	80	336	11.	NB 917-3	80	955
4.	NB 5132-3	80	599	12.	NB 918-3	80	477
5.	NB 5117-3	80	1060	4-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС			
6.	NB 5104-3	80	941	13.	NB 10191-3	80	89
3-Й ПУСКОВОЙ КОМПЛЕКС				14.	NB 10592	80	1071
7.	NB 711A-3	80	324				

Протяженность нагнетательных линий второго пускового комплекса составляет – 4 341 м.

Протяженность нагнетательных линий третьего пускового комплекса составляет – 3 666 м.

Протяженность нагнетательных линий четвертого пускового комплекса составляет – 1 160 м.

Общая протяженность нагнетательных линий – **9 167 м.**

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

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

На участках с высоким уровнем грунтовых вод предусматривается балластировка трубопроводов по рекомендациям завода-изготовителя стекловолоконных труб путем пригруза трубопровода из местного рыхлого грунта или использовать грузы (мешки с грунтом) массой 60 кг во избежание смещения или всплытия нагнетательных линии 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 $Р_{исп.}$=1,25*$Р_{раб}$=6,87 МПа, давление испытания на герметичность не менее $Р_{исп.}$=$Р_{раб}$=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. Производиться 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.

4.3.7. Внутрипромысловые нефтегазопроводы

Проектируемые внутрипромысловые нефтегазопроводы предусмотрены в рамках четвертого пускового комплекса.

В проекте предусмотрено строительство внутрипромысловых нефтегазопроводов:

- от манифольдной станции MC-East 4 до манифольда УПСВ-1, с протяженностью 10 095 м, условным диаметром Ду 200 мм (8”);

Общая протяженность внутрипромысловых нефтегазопроводов – **10 095 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 93,3ºС.

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, 1 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 внутрипромысловых 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 пригруза 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 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 $P_{исп.}=1,25*P_{раб}$, 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. Производиться 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.

4.3.8. Внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД)

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы поддержания пластового давления (ППД) предусмотрены в рамках четвертого пускового комплекса.

Проектируемые внутрипромысловые трубопроводы системы ППД от существующих узлов ППД предназначены для транспортировки пластовой воды от существующих узлов ППД до проектируемой манифольдной станций МС-East 4.

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

- от МС-12/1 до МС-East 4, с протяженностью 6 536 м, условным диаметром Ду 150 мм (6”);

Протяженность внутрипромысловых трубопроводов системы ППД – **6 536 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 ºС, 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.

Рабочее давление внутрипромыслового 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, 1 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 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 пригруза 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 Рисп.=1,25*$P_{раб}$=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.

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. Производиться 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.

4.4. 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	IIA – Т3	В-1г
2	Площадка водонагнетательной скважины	Пластовая вода	Д	-	-
3	Площадка манифольда	Нефтегазовая смесь, пластовая вода	А	IIA – Т3	В-1г
4	Площадка узлов подключения	Нефтегазовая смесь, пластовая вода	А	IIA – Т3	В-1г

4.5. 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»
Счетчик жидкости, расходомер	10 лет	Поставщик оборудования на усмотрение «Buzachi Operating Ltd»
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	10 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.

4.6. 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.

5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

5.1. Введение

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;
- технологических проектных решений;
- инженерно-геологическими изысканиями, выполненными экспедицией ТОО «Construction NS» .

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.

5.2. 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 °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 $\rho н = 1,88$ г/см^3, показатель текучести <0
- Удельное сцепление Сн = 25 кПа, угол внутреннего трения $\varphi н = 24^0$
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: Ен =11,7 МПа (в естественном состоянии)
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: Ен =5,8 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 $\rho н = 1,97$ г/см^3, показатель текучести <0
- Удельное сцепление Сн = 30 кПа, угол внутреннего трения $\varphi н = 22^0$
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: Ен =11,7 МПа (в естественном состоянии)
- Модуль деформации при 0,3-0,2МПа: Ен =6,2 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/см^3 при оптимальной влажности 0,13дол.ед. и плотность скелета уплотнённого образца 1,91 г/см^3 при коэффициенте относительного уплотнения при 0,95.

ИГЭ -3 Супесь коричневая, пластичная.

Нормативные значения грунта:

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

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

Нормативные значения грунта:

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

Грунтовые воды вскрыты повсеместно. На проектируемых территориях грунтовые воды вскрыты на глубине от 0,5÷1,8м. 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 м;
- насыпной грунт , супеси – 0,63 м.
- максимальная глубина проникновения 0^{o}С в почву составляет – 1,26 м.

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

5.3. 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:

- Обустройство устьев добывающих и водонагнетательных скважин;
  - Манифольдная станция МС-East 4;
  - Модернизация существующих манифольдных станций, узлы подключения № 1, 2, 3;
  - Внеплощадочные сети электроснабжения.

5.3.1. 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-18/3-03-АС, лист 16, 17.

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 полок – 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.

5.3.2. Манифольдная станция МС-East 4

Площадка манифольда МС-East 4 запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 6,3х16,0м.

Площадка выполнена из монолитного бетона кл. С20/25 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(h)м, из монолитного бетона класса С20/25, 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. С20/25. Арматура кл. А400.

Площадь застройки площадки – 100,8 м^2.

5.3.3. Модернизация существующих манифольдных станций

Данным проектом предусматривается модернизация существующих площадок манифольдных станций:

1-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций:MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5, MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3.

3-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1.

4-й пусковой комплекс:

- модернизация существующих манифольдных станций: MC-12/1, УПСВ-1;
- узлы подключения № 1, 2,3.

На существующих манифольдных площадках MC-5/1, MC-GS6/4, MC-GS 9/3 предусмотрено расширение площадки. Площадка запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 3,8х5,0м. Площадка выполнена из монолитного бетона кл. С20/25 на сульфатостойком цементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из монолитного бетона кл. С20/25, 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. С20/25. Арматура кл. А400.

На существующих манифольдных площадках MC-NB23/8, MC-NB23/10, MC-21/2, MC-12/1, предусмотрено расширение площадки для подключения скважины. Расширяемая часть площадки запроектирована прямоугольной формы в плане с габаритными размерами в осях 2,5х6,3м, 2,25х6,3м, 2,5х6,3м, 2,5х6,3м. Соответственно площадка выполнена из монолитного бетона кл. С20/25 на сульфатостойком цементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из монолитного бетона кл.С20/25, высотой 150 мм и шириной 100 мм. На площадке предусмотрены металлические опоры под технологические трубопроводы, запроектированные из швеллеров по ГОСТ 8240-97 и стального листа по ГОСТ 19903-2015. Опоры под технологические трубопроводы устанавливаются на монолитные ж/бетонные фундаменты. Материал монолитных ж/бетонных конструкций бетона кл. 20/25, армированный сетками по ГОСТ 23279-2012.

Категория взрывопожарной и пожарной опасности – «А».

Уровень ответственности сооружения – II.

На существующих манифольдных площадках MC-31/3, GS-14, УПСВ-1, проектом предусматривается установка металлических опор на существующие монолитные ж/бетонные фундаменты.

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

Проектом предусмотрено строительство площадок узла подключения № 1, 2, 3 для установки запорной арматуры Ду 200 мм и Ду 150 мм расположенные вдоль трассы проектируемого внутрипромыслового нефтегазопровода и внутрипромыслового трубопровода системы ППД.

Площадка прямоугольной формы с габаритными размерами в осях 4,5х8,0. Площадка выполнена из монолитного железобена, бетон принят кл.С20/25 на сульфатостойком цементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012. По периметру площадки предусмотрено бортовое ограждение из монолитного бетона кл.С20/25, высотой 150 мм и шириной 100 мм. На площадке предусмотрены металлические опоры под технологические трубопроводы, запроектированные из швеллеров по ГОСТ 8240-97 и стального листа по ГОСТ 19903-2015. Опоры под технологические трубопроводы устанавливаются на монолитные ж/бетонные фундаменты. Материал монолитных ж/бетонных конструкций бетона кл. 20/25, армированный сетками по ГОСТ 23279-2012.

Для сбора поверхностных стоков на на площадке предусмотрен железобетонный приямок ПР-1 с габаритными размерами 1,0х1,0х1,0(h), толщиной стенок и днища 150мм. Бетон принят кл. С20/25 на сульфатостойком цементе, армированного сетками по ГОСТ 23279-2012.

Приямок перекрывается листом стальным просечно-вытяжным по ТУ 36.26.11-5-89.

Внеплощадочные сети электроснабжения

Трансформатор устанавливаются на монолитный фундамент. Размер монолитного фундамента 1,2х1,5х0,3(h)м, запроектирован из бетона кл.С20/25 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.С20/25 на сульфатостойком цементе. Марка по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

5.3.4. 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.

5.3.5. Специальные защитные мероприятия

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принят на сульфатостойком цементе 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 25129-2020 в соответствии со СН РК 2.01-01-2013 и СП РК 2.01-101-2013.

В рабочем проекте будут предусмотрены мероприятия, исключающие затопление территории: вертикальная планировка территории, устройство отмостки, устройство бетонных площадок с последующим сбором стоков в дренажную систему.

6. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

6.1. Введение

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;
- задания технологического раздела, генерального плана и других частей проекта.

Природно-климатические характеристики района строительства подробно представлены в общей части проекта.

6.2. 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 №02-186-06 Филиала компании «Buzachi Operating Ltd».

Во время разработки рабочего проекта все указанные в данном разделе документы будут приняты как руководящие.

6.3. 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.

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.

6.4. Потребители электроэнергии и электрические нагрузки

6.4.1. 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 4-мя пусковыми комплексами.

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 5 добывающих скважин: G124, G131, G140, G148, K57;
- выкидные линии от 5 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-NB23/4, MC-NB23/10, MC-17/4, MC-NB23/5, GS-14.

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3;
- выкидные линии от 13 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций:MC-12/4, MC-NB23/11, MC-31/4, MC-21/5,

MC-21\2, MC-31/3, MC-5/1, MC-NB23/8, MC-East 3;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;
- выкидные линии от 11 проектируемых добывающих скважин до существующих манифольдов;
- нагнетательные линии от существующих манифольдов до 6 проектируемых водонагнетательных скважин;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-GS6/4, MC-GS9/2, MC-GS9/3, MC-9, MC-GS9/1;

4-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592;
- нагнетательные линии от проектируемого манифольда до 2 проектируемых водонагнетательных скважин;
- внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого MC-East 4 до УПСВ-1 с подключением к существующим системам нефтесбора;
- внутрипромысловый трубопровод системы поддержания пластового давления (ППД) от MC-12/1 до проектируемого манифольда MC-East 4;
- манифольдная станция MC-East 4;
- модернизация существующих манифольдных станций: MC-12/1, УПСВ-1;
- узлы подключения № 1, 2, 3.

6.4.2. 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.

Мощность насоса на каждую конкретную скважину определяется индивидуально заводом изготовителем. В расчете электрических нагрузок для наклонных скважин взята мощность 45кВт и 22кВт, как максимальная из возможных 3 вариантов. Тип механизированной добычи на каждой наклонной скважине определяет заказчик перед началом строительства.

В данном рабочем проекте запроектированы 43 скважины: 32 вертикальных, из которых 21 добывающих, 11 нагнетательных; 11 наклонных скважин, из которых 8 добывающих, 3 нагнетательных. Водонагнетательные скважины после монтажа некоторое время работают как добывающие.

В таблице 6.4.1 предоставлен расчет нагрузок на проектируемые объекты.

Таблица 6.4.1

Тип скважины или тип электропотре-бителя	Назначение скважины	колличество скважин, шт.	Установленная мощность на 1 скважину, кВт	Установленная мощность на группу электроприемников, кВт	Кс	Расчетная мощность, кВт
Вертикальные	добывающие	21	22.0	462.0	0.6	277.2
	нагнетательные на период отработки как добывающие	11	22.0	242.0	0.6	145.2
Наклонные скважины	добывающие	8	45.0	360.0	0.6	216.0
	нагнетательные на период отработки как добывающие	3	22.0	66.0	0.6	39.6
Электроосвещение скважин		43	0.2	8.6	1.0	8.6
Электрооборудование КИП		43	0.5	21.5	1.0	21.5
Итого				1160.1		708.1

Установленная суммарная мощность проектируемых объектов составляет 1 160,1 кВт.

Расчетная мощность проектируемых объектов 708,1 кВт.

6.5. Основные проектные решения

6.5.1. Схема электроснабжения.

Распределение электроэнергии на промысле предусматривается выполнить по магистральной схеме в соответствии с проектируемыми и осуществленными проектными решениями по внутрипромысловой сети ВЛ-20 кВ.

Все вновь проектируемые и модернизируемые объекты подключаются к внутрипромысловой 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.

В рабочем проекте предусмотрены ВЛ-20 кВ со следующими диспетчерскими наименованиями: Л10-2-1-1-3, Л-10-1, Л-2-3-3-1, Л-2-3-4-1-1, В-12. Так же проектом предусмотрена реконструкция участков, ранее запроектированных ВЛ-20кВ. Общая протяженность проектируемых ВЛ-20 кВ составляет 3,635 км.

Более детальная информация представлена в чертежах выполнены в графической части проекта.

На группу объектов устанавливается трансформатор 20/0,4 кВ, наружной установки, который подключается к существующей или проектируемой ВЛ-20кВ кабелем типа Cu/XLPE/SWA/PVC -20 кВ, сечением 3х50 мм^2. На площадке с трансформатором устанавливается распределительный щит 0,4 кВ.

Подключение силовых трансформаторов к питающим магистралям 20 кВ выполняется по схеме блок линия-трансформатор.

На каждой ответвительной опоре подключение кабеля к фазным проводам линии производится через высоковольтный предохранитель - выключатель (аппарат, соответствующий по принципу действия применяющимся в СНГ выключателям нагрузки с предохранителями).

Для защиты от грозовых перенапряжений на опорах в выключателях - предохранителях устанавливается комплект трубчатых разрядников, присоединяемых к заземлителям с сопротивлением не более 10 Ом. Металлическая оболочка кабеля также присоединяется к заземлителю.

На стороне 0,4 кВ проектом принята 4-х проводная система напряжения 400/230В с глухозаземленной нейтралью.

6.5.2. Электрооборудование

Силовое электрооборудование на объектах нефтепромысла принимается на основании электрических нагрузок технологических, осветительных и прочих установок. Технические характеристики оборудования определяются требованиями планируемого уровня механизированной добычи нефти, а также учитывают перспективные эксплуатационные нагрузки. Все электрооборудование выбирается в соответствии с классификацией зданий и сооружений на площадках промысла по взрыво- и пожароопасности согласно ПУЭ РК.

Распределительные устройства напряжением 0,4 кВ рассчитываются на номинальную нагрузку, составляющую не менее 125% полной расчетной нагрузки трансформатора, генератора и фидерных выключателей.

Трансформаторы 20/0,4 кВ.

Для установки на объектах месторождения приняты силовые масляные трансформаторы 20/0,4 кВ мощностью 500, 250, 200 и 100 кВа на площадках для опор линии электропередачи.

Трансформаторы устанавливаются открыто на фундаменты и предусмотрено защитное ограждение высотой 1,2 м, разрабатываемым в разделе АС.

Климатическое исполнение и категория размещения соответствуют обозначению УХЛ1 по нормативным требованиям РК, степень защиты IP63.

Проектом предусмотрена замена существующих трансформаторов на более мощные для следующих проектируемых скважин:

- замена 6 существующих трансформаторов 100кВА на трансформаторы 200-250кВА для скважин NB758A-1, NB758-1, K57, NB10521-1, NB10511-2, NB10512-2, NB10515.
- замена 1 существующего трансформатора 200кВА на трансформатор 500кВА для скважины NB905-2, NB909-1, NB938-1.

Электрооборудование объектов промысла

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 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.

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 7 м.

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.

6.5.3. Электрообогрев

В рабочем проекте осуществляется электрообогрев дренажных трубопроводов манифольдов подлежащих модернизации (MC-NB23/8, MC-31/3, MC-NB23/10, GS-14, MC-21/2, MC-12/1, MC-5/1, MC-GS6/4, MC-GS 9/3). 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 предусматривается 1 проектируемая манифольдная станция MC-East 4.

Для манифольдных станций заводского изготовления все электрооборудование поставляется комплектно, в проекте осуществляется только подвод питания к шкафу управления.

6.6. 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 требованием 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 мм^2 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 молниеотвода, 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.

7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

7.1. Введение

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком;
- задания технологического раздела, генерального плана и других частей проекта.

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.

7.2. Объекты и объем автоматизации

7.2.1. 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:

1-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 5 добывающих скважин: G124, G131, G140, G148, K57;

2-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 13 добывающих скважин: NB10512-2, NB225, NB4064-1, NB4063-1, NB902-2, NB518, NB729-1, NB726-1, NB10505-1, NB10511-2, NB10515, NB10516, NB10521-1;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB50-4A, NB502, NB722-3, NB5132-3, NB5117-3, NB5104-3;

3-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 11 добывающих скважин: NB758-1, NB759-1, NB934-1, NB904-1, NB905-1, NB905-2, NB906-2, NB938-1, NB909-1, NB926-1, NB927-2;
- обустройство устьев 6 водонагнетательных скважин: NB711A-3, NB921-3, NB758A-1, NB759A-2, NB917-3, NB918-3;

4-й пусковой комплекс:

- обустройство устьев 2 водонагнетательных скважин: NB10191-3, NB10592.

На устьях добывающих скважинах предусмотрено:

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

Согласно таблице 4.2.5 (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.

7.2.2. 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 исполнения с вычислителем БЭСКЖ-2М-24, имеющий интерфейс, с помощью которого можно легко его встраивать

в любые системы автоматизированного контроля управления.

В проекте рассматривается механизированный способ эксплуатации скважин (УШВН, УШГН, УЭВН и УЭЦН).

- УШВН - Установка Штангового Винтового Насоса;
- УШГН - Установка Штангового Глубинного Насоса;
- УЭВН - Установка Электровинтового Насоса;
- УЭЦН - Установка Электропогружного Центробежного Насоса.

Системой телемеханики предусматривается сбор данных от существующих нефтедобывающих скважин в центральный диспетчерский пункт (ЦДП) вахтового поселка, где установлена система верхнего уровня на базе Experion PKS.

7.3. Размещение средств контроля, измерения, сигнализации и защитные меры

Контрольно-измерительные приборы способны функционировать в промышленной, влажной и коррозионно-активной атмосфере в интервале температур от минус -26,4 °С до плюс +44,8 °С. Приемлемая степень защиты от влаги и проникновения пыли для оборудования, расположенного на открытой площадке, предусматривается не менее IP54.

Основным подходом к обеспечению безопасности является применение приборов с видом взрывозащиты Exd.

Для повышенных уровня автоматизации технологических требованиях предусматривают установку преобразователей частоты ABB ACS510 , ACS550 и ACS580, тем самым обеспечивая быстродействие и надежность процесса управление приводами при изменении технологических параметров.

Установка местных показывающих приборов, таких как контроль температуры, давления скважин устанавливаются непосредственно на технологических трубопроводах. Функцию контроля за системой измерения параметров КИП выполняет блок системы скважинного мониторинга.

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.

Все приборы и средства автоматизации монтируются с учетом удобства обслуживания, предусматриваются площадки обслуживания для недоступных по высоте приборов по мере необходимости.

Кабели КИП по площадке проложить в земле, на лотках, при выходе из земли и прокладке по технологическому оборудованию, при пересечении с подземными коммуникациями и проезжей частью дорог кабели защитить трубами.

В качестве кабеля для приборов КИПиА используется кабель типа Cu/rm/XLPE/SWA/PVC, оболочка голубого цвета.

При прокладке кабелей в земле соблюдены нормируемые расстояния по ПУЭ РК от различных подземных коммуникаций и выполнена укладка сигнальной ленты предупреждающей о наличии кабеля.

Ввод кабелей в шкаф предусматривается через сертифицированные уплотнительные кабельные ввода из латуни, с зажимом однорядной проволочной брони кабеля.

Монтаж приборов и средств автоматизации выполнить в соответствии с нормативно-технической документацией и заводскими инструкциями на монтаж приборов.

7.4. Защитные мероприятия

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.

7.4.1. 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.

8. СИСТЕМА СВЯЗИ

8.1. Существующее положение

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

8.2. 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.

9. 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 определенно 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.

10. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

10.1. 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-I. (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».

10.2. 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

1	Площадка добывающей скважины	Нефтегазовая смесь	А	IIА – Т3	В-1г
2	Площадка манифольда	Нефтегазовая смесь, пластовая вода	А	IIА – Т3	В-1г
3	Площадка узлом подключения	Нефтегазовая смесь, пластовая вода	А	IIА – Т3	В-1г

Классификация взрывопожароопасных и вредных веществ, обращаемых в производстве, представлена приведена в таблице 10.2.2.

Таблица 10.2.2

N п/п	Наименование веществ	Темп. самовоспламенения, ˚С	Предел взрываемости, % объем		Плотность при норм. усл. (0 ˚С, 1 атм)		Характеристика по ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007		Классификация по горючести	Индивидуальные средства защиты
			Ниж.	Верх.	Жидк.	Газ	Класс опасн.	ПДК мг/м^3		
1	Нефть	~300	1,9	5,1	940		3		ЛВЖ	Спец.одежда, спец. обувь, противогаз
2	Нефтегазовая эмульсия	~300	~5	~15	940	1,22	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	-//-

10.3. Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства

10.3.1. 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.

10.3.2. 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.

10.3.3. 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 м^3/сут.

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

Для сбора дождевых стоков на площадках предусмотрены монолитные железобетонные приямки, которые перекрываются металлическими просечно-вытяжными листами.

10.4. 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.

10.5. 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.

10.6. Защита персонала при возможных аварийных ситуациях

10.6.1. Защита персонала

Основой безопасного ведения технологического процесса является соблюдение норм технологического режима, обусловленных технологическими инструкциями и технологическим регламентом.

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, рукавицами, касками, подшлемниками, перчатками. В качестве спецодежды используется летом костюм хлопчатобумажный, зимой - теплые брюки и куртка, в качестве спец обуви используется 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.

10.6.2. 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.

10.7. 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.

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 окончанию 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.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

11.1. Мероприятия по гражданской обороне

11.1.1. Общие положения

Рабочий проект «Фаза XVIII. Ступень 3. Обустройство месторождения Северные Бузачи при промышленной разработке. 43 скважины. Дороги и площадки. Манифольдная станция MC-East 4. Выкидные и внутрипромысловые трубопроводы. Электрообеспечение» разработан на основании:

- договора №2024/1085/00/S (Заявка № 06) от 19.12.2024 г. между компанией «Buzachi Operating Ltd» и ТОО «Инженерный центр»;
- договора 02-02/20 от 21.04.2025 г. между компанией ТОО «Инженерный центр» и ТОО «Construction NS»;
- задания на разработку проекта, выданного компанией «Buzachi Operating, Ltd»;
- исходных данных, представленных Заказчиком.

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.

11.1.2. 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;
- 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».

11.1.3. 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.

11.1.4. 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_2S (сероводород)	%	отсутствует
CH_4 (метан)	%	93,193
C_2H_6 (этан)	%	0,608
C_3H_8 (пропан)	%	0,052
i-C_4H_{10} (изо-бутан)	%	0,018
n-C_4H_{10} (н-бутан)	%	0,003
i-C_5H_{12} (изо-пентан)	%	0,004
n-C_5H_{12} (н-пентан)	%	0,002
C_6H_{14} (гексан)	%	0,022
C_7H_{16} (гептан)	%	0,02

11.1.5. 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 ºС. Зима малоснежная с понижением температуры до –26,4 ºС, по данным метеостанции Кызан. 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 – 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.

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 ºС, количество осадков не превышает 172 мм в год.

Сейсмичность территории месторождения оценена до 5 баллов.

Территория труднопроходима для автотранспорта в осенне-весенний период.

11.1.6. 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).

11.1.7. 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.

11.1.8. 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.

11.1.9. 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.

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.

11.1.10. 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.

11.1.11. 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:
- 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.

11.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

11.2.1. 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.

11.2.2. 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.

11.2.3. 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:

- 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 газовоздушной смеси, тепловое воздействие.

Сценарии возможных максимальных аварийных ситуаций на проектируемых объектах, которые могут носить характер чрезвычайной ситуации, приведены ниже.

11.2.4. 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 парогазовоздушной 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 парогазовоздушной 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 парогазовоздушной 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 газовоздушной смеси или парогазовоздушной смеси;
- тепловое воздействие при пожаре разлития или горении газа.

В зону поражающих факторов могут попасть:

- обслуживающий персонал объектов;
- люди, оказавшиеся в районе расположения проектируемых объектов.

11.2.5. Зоны поражения незащищенных людей при авариях по рассмотренным сценариям на проектируемых объектах

Результаты расчетов по различным вариантам аварийных ситуаций показали, что наибольшие зоны поражения могут возникнуть на технологических площадках.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций в случае разгерметизации трубопроводов или оборудования технологических площадок с возникновением взрыва (5 кПа - нижний порог поражения человека волной давления), пожара (при значении интенсивности теплового излучения 7 квт/м^2) и при токсическом воздействии.

При возникновении аварийной ситуации, связанной с взрывом, причиной поражения людей является избыточное давление ударной волны. Косвенное воздействие избыточного давления ударной волны взрыва причиняет людям ранения и повреждения самого различного характера на значительно больших расстояниях от центра взрыва, чем при прямом воздействии ударной волны. Возможно, в зонах с избыточным: давлением до 3 кПа. Часть населения, расположенного за внешней границей зоны с избыточным давлением менее 10 кПа, может получить баротравмы органов слуха.

Максимальные размеры зон поражения незащищенных людей в случае аварии с пожаром разлития составят:

- на технологических площадках – 12÷15 м.
- При взрыве парогазовоздушного облака максимальный радиус зоны воздействия избыточного давления ударной волны взрыва равной 14 кПа составит:
- на технологических площадках– 470 м.
- Размеры зон токсического воздействия при струевом горении газа на газопроводе составят:
- при тепловом – от 9,97 м до 34,5 м;
- при токсическом – 2,41×0,79 ÷ 52,6×10,1 м^2.

Обслуживающий персонал, оказавшийся в зоне поражения от теплового воздействия на площадках МС, может получить ожоги различной степени тяжести на расстоянии до 6 м, а от воздействия избыточного давления ударной волны взрыва - 41 м.

Предусмотренный проектом объем автоматизации исключает постоянное пребывание персонала на технологических площадках и в зонах воздействия поражающих факторов может оказаться персонал, выполняющий ремонтные работы или люди, оказавшиеся в момент аварии на технологической площадке.

По масштабу распространения ЧС на проектируемых объектах относятся к объектовым.

Населенные пункты в зоны возможного воздействия (ударного, теплового, токсичного) не попадают.

Согласно зарубежным источникам пороговые значения риска колеблются от величины 10-3 до 10-8. Прогнозные расчеты вероятности рассмотренных максимальных аварийных ситуаций и их последствий показали, что вероятности возможных аварий на проектируемых объектах находятся на уровне от 10-4 до 10-8, что согласно РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»,

характеризуются как отказы редкие.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций с пожаром на технологических площадках 1,5×10-8 и вероятность возникновения аварийных ситуаций со взрывом на технологических площадках - 1,12×10-8.

11.2.6. Мероприятия по уменьшению последствий возможных чрезвычайных ситуаций

Предотвращение чрезвычайных ситуаций и их последствий обеспечивается за счет реализации мероприятий, направленных на снижение риска возникновения чрезвычайной ситуации и его локализацию.

Мероприятия по снижению последствий ЧС, заложенные в проект, проводятся по следующим направлениям:

- 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.

11.2.7. Защита объектов от опасных природных процессов

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).

Рельеф относительно ровный, с увалисто-волнистыми формами, с общим уклоном на запад, северо-запад, в сторону Каспийского моря.

Природно-климатические условия относятся к пустынному поясу. Климат района резко континентальный и засушливый, с температурой зимой минус 26,4 ºС, количество осадков не превышает 172 мм в год.

Сейсмичность территории месторождения оценена до 5 баллов.

Возможные чрезвычайные ситуации природного характера - чрезвычайные ситуации, вызванные стихийными бедствиями (землетрясениями, наводнениями и другими), эпидемиями и эпизоотиями.

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.

Деятельность организаций и граждан, связанная с риском возникновения чрезвычайных ситуаций, подлежит страхованию в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан об обязательных видах страхования.

11.2.8. Решения по обеспечению безопасности производства

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 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».

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.

11.2.9. Решения по обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования

В проекте приняты следующие решения по обеспечению надежности трубопроводов и технологического оборудования:

- прокладка трубопровода из стекловолокнонных 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.

11.2.10. 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 lExedIIA-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 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.

11.2.11. 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 определенно данным проектом согласно Технического регламента №14, «Общие требования к пожарной безопасности». Приобретение первичных средств пожаротушения осуществляется за счет основной деятельности предприятия.

11.2.12. 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, эксплуатации и ремонту оборудования, составленными с учетом местных условий для всех видов работ, утвержденными соответствующими службами.

Для оказания медицинской помощи пострадавшим в помещении операторной должна находиться медицинская аптечка.

11.2.13. Решения по обеспечению охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к объектам, приводящего к нарушению технологического режима эксплуатации предусмотрена система обеспечения охраны.

Кроме инженерно-технических средств охраны необходимо организовать контроль за проведением строительных и других работ, которые могут неблагоприятно повлиять на безопасность производства.

Предполагаемые организационные мероприятия и инженерно-технические средства охраны способствуют повышению надежности охраны проектируемых объектов и обеспечивают необходимую безопасность.

На территории для обеспечения подъездов к сооружениям и противопожарных проездов запроектированы внутриплощадочные дороги с обочинами. Система дорог кольцевая и тупиковая с разворотными площадками.

Контроль доступа на площадки осуществляется службой сторожевой охраны.

На главном въезде на территорию месторождения предусмотрен контрольно-пропускной пункт (проходная), где дежурит охранник, осуществляющий досмотр автотранспорта и проверку документов у обслуживающего персонала.

11.2.14. Решения по организации эвакуационных мероприятий

При вводе в эксплуатацию должен быть разработан «План ликвидации аварий», в котором, с учетом специфических условий, необходимо предусмотреть оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, а в случае их возникновения - по локализации, исключению загораний и взрывов, максимальному снижению тяжести последствий и также эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий, и эвакуации пострадавших, способы и маршруты движения эвакуации.

Указанный план согласовывается с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям.

11.2.15. Защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций техногенного характера

С целью снижения риска ЧС, на основании действующего в Республике Казахстан законодательства, руководство «Buzachi Operating Ltd» должно:

- разработать план действий при возникновении ЧС;

- проинформировать обслуживающий персонал о риске ЧС на объекте;
- осуществлять обучение персонала действиям при возникновении ЧС;
- обеспечить пострадавших экстренной медицинской помощью;
- планировать и проводить мероприятия по предупреждению и снижению опасности возникновения ЧС на проектируемых объектах;
- разрабатывать рекомендации по комплексу мероприятий, направленных на предупреждение возникновения ЧС адекватно изменениям, происходящим во времени, и внедрять рекомендуемый комплекс мероприятий;
- проводить после ликвидации ЧС мероприятия по оздоровлению окружающей среды, восстановлению деятельности.

Персонал, обслуживающий объекты, должен:

- соблюдать меры безопасности в повседневной деятельности;
- не допускать нарушений трудовой и технологической дисциплины;
- 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.

12. 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 промысловых 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»;

- 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 № КР ДСМ-72 от 03.08.2021 года».