

АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»



СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер проекта
АО «Мангистаумунайгаз»
Департамент капитального строительства
Проектно-сметный отдел

 Тлепов Р.Н.
« » 2025 г.
Лицензия №13020804 от 18.12.2013г

**ОБЪЕКТ: «ОБУСТРОЙСТВО УПЛОТНЯЮЩИХ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС XXIII ОЧЕРЕДЬ».**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ТОМ I

Пояснительная записка

**К-2025/02-00-ПЗ
Пусковые комплексы №1÷№58**

Директор Департамента
капитального строительства

Изекенов Ф.А.



Главный инженер проекта

Тлепов Р.Н.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПЗ	02.06.25	

2025 г.

**ПРОЕКТ ВЫПОЛНЕН С СОБЛЮДЕНИЕМ ДЕЙСТВУЮЩИХ В
РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН НОРМ И ПРАВИЛ И
ОБЕСПЕЧИВАЕТ БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ
ОБЪЕКТА И ЕГО СТРОИТЕЛЬСТВА**

Главный инженер проекта

Тлепов.Р.Н.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПЗ	02.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Тлепов Р.Н.	02.06.25			
Пров.	Тлепов Р.Н.	02.06.25			
Нач. отд.	Линь Кэ	02.06.25	Линь Кэ		
Н. контр.	Тлепов Р.Н.	02.06.25	02.06.25		
Утв.	Линь Кэ	02.06.25	Линь Кэ		

К-2025/02-00-ПЗ

Пояснительная записка

Стадия Лист Листов
РП 1 4
ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

Содержание

Инв. № подп.	02-06-25	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПЗ			
Изм. Лист № докум. Подп. Дата			
Лист 2			
Формат А4			
К-2025/02-00-ПЗ			
2			
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....5			
2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН.....14			
2.1.Исходные данные.....15			
2.1 Введение.....15			
2.2. Характеристика площадки строительства.....15			
2.3. Физико-географическая характеристика района.....15			
2.4. Планировочные решения.....16			
2.5. Организация рельефа.....17			
2.6. Организация движения на внутрипромысловых автомобильных дорогах (монтажных проездах).....17			
2.7. Обеспечение строительства площадок материалами, изделиями и грунтами.....17			
2.8. Основные технологические методы производства работ.....18			
2.9. Основные технологические методы производства работ.....18			
2.10. Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии при строительстве.....18			
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....29			
СБОР НЕФТИ И ГАЗА.....29			
3.1. Исходные данные.....30			
3.2. Технологические решения и их обоснования.....31			
3.2.1. Обустройство устьев добывающих скважин.....31			
3.2.2. Выкидные линии.....32			
3.2.3. Установка дополнительного технологического оборудования.....34			
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ИУ «40-14-400».....35			
3.2.4. Строительство замерной установки ЗУ.....35			
3.2.5. Установка дополнительного технологического оборудования.....38			
1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....40			
ЗАВОДНЕНИЕ ПЛАСТОВ.....40			
4.1. Заводнение пластов.....41			
4.2. Объекты проектирования.....41			
4.3. Обустройство устья нагнетательных скважин.....41			
4.4. Нагнетательные линии.....41			
4.5. Строительство блока гребенок.....42			
2. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ.....44			
4.1 Введение.....45			
4.2 Проектные решения.....45			
4.3 Объёмно-планировочные и конструктивные решения.....45			
4.3.1. Обустройство площадок скважин.....45			
4.3.2. Строительство ЗУ-4, ЗУ-26Б.....46			
4.4 Специальные мероприятия.....47			
4.5 Указания по производству работ в зимнее время.....47			
5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБОРОУДОВАНИЕ.....59			
6. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.....65			
6.1 Общая часть			
6.2 Основные решения по добывающим скважинам ПК-1...ПК-36			
6.3 Основные решения по нагнетательным скважинам ПК-37...ПК-40			
6.3.1 Решения по оборудованию устья нагнетательных скважин			
6.3.2 Решения по проектированию замерной установки			
6.3.3 Система автоматизации при установке дополнительных насосов ПК-46...51.....67			
6.3.4 Система автоматизации при замене на групповой установке существующих насосов ПК-52...54.....68			
8. ВОДОСНАБЖЕНИЕ, КАНАЛИЗАЦИЯ, ПОЖАРОТУШЕНИЕ			
8.1. Система водоотведения			
8.2. Канализация.....87			
8.3. Пожаротушение.....87			
9.МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ			
88			

9.1. Общая часть.....	89
9.2. Сбор нефти и газа.....	89
9.3. Генеральный план и транспорт.....	89
9.4. Объемно-планировочные и конструктивные решения.....	89
9.5. Электроснабжение и электрооборудование.....	90
9.6. Пожаротушение.....	90
9.7. Мероприятия по защите сооружений от коррозии.....	91
9.8. Мероприятия по контролю за техническим состоянием технологических трубопроводов и оборудования в коррозионно-активной среде.....	91
9.9. Бытовое и медицинское обслуживание.....	92
10. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА.....	86
10.1. Общие положения.....	87
10.2. Краткие сведения об объектах проектирования.....	87
10.3. Обоснование категории объектов по гражданской обороне.....	87
10.4. Численность наибольшей работающей смены.....	87
10.5. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.....	87
10.6. Требования к защитным сооружениям гражданской обороны.....	88
10.7. Решения по обеспечению питьевой водой.....	88
10.8. Подготовка к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время.....	88
10.9. Мероприятия Гражданской обороны по защите объектов от современных средств поражения.....	89
10.10. Общие положения.....	89
10.11. Определение границ зон возможной опасности.....	90
10.12. Опасные сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций техногенного характера на проектируемых объектах.....	90
10.13. Сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций на объектах и сооружениях.....	90
10.14. Мероприятия по уменьшению последствий возможных чрезвычайных ситуаций.....	91
10.15. Решения по размещению объектов.....	92
10.16. Решения по обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования.....	92
10.17. Решения по защите от пожаров.....	92
10.18. Решения по обеспечению защиты персонала.....	93
10.19. Решения по обеспечению охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.....	93
10.20. Решения по организации эвакуационных мероприятий.....	93
10.21. Защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций техногенного характера.....	94
10.22. Подготовка к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время.....	94

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПЗ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ПЗ

Лист

3

**Перечень специалистов, принимавших участие в разработке проектно-сметной документации по
«Обустройство уплотняющих скважин
месторождения Каламкас ХХIII очередь»**

Ф.И.О.	Занимаемая должность	Раздел проекта	Дата	Подп.
Линь Кэ	Начальник проектно-сметного отдела	ПЗ		
Тлепов Р.Н.	Заместитель начальника проектно-сметного отдела	ПЗ СП ОЧ ИТМ ТБ ГОиЧС		
Тлепов Р.Н.	Главный инженер проекта (ГИП)	ПЗ		
Темирбаева А.М.	Ведущий инженер-проектировщик	СНГ ТХ ЗП		
Коваленко Н.П.	Инженер-проектировщик 1 категории	СНГ ЗП		
Имангазиев Р.	Инженер-проектировщик 1 категории	АС ГП		
Утешов Н.Б.	Инженер-проектировщик 1 категории	ЭС		
Сахипов Р.Д.	Ведущий инженер-проектировщик	АТХ		
Свиридова Н.А.	Ведущий инженер-сметчик	СМ		

* Проект составлен в 5-ти экземплярах на бумажном носителе в том числе:

- 2 экземпляра передаётся Подрядчику;
- 2 экземпляра остается в ДКС ПСО АО «Мангистаумунайгаз»;
- 1 экземпляр передается в ДКС ГТН месторождения «Каламкас»;

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПЗ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ПЗ	Лист	4

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Тлепов Р.Н.		09.06.25	
Пров.		Тлепов Р.Н.		09.06.25	
Нач. отд.		Линь Кэ	Линь Кэ	09.06.25	
Н. контр.		Тлепов Р.Н.		09.06.25	
Утв.		Линь Кэ	Линь Кэ	09.06.25	

К-2025/02-00-ОЧ

Общая часть

Стадия Лист Листов
РП 5 8
ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

1.1 Основания для проектирования.

Основанием для разработки данного проекта являются:

- задание на проектирование.

Вид строительства - новое.

Заказчик – ПУ “Каламкасмунайгаз”. АО «Мангистаумунайгаз»

Генеральная проектная организация – ПСО ДКС АО “Мангистаумунайгаз”.

Исходные данные для проектирования:

технологическая схема разработки месторождения Каламкас;

материалы инженерно-геологических изысканий;

физико-химическая характеристика нефти и попутного газа.

Продолжительность строительства - 12 мес.

Уровень ответственности объекта - I (повышенный).

1.2. Краткая характеристика района строительства.

Район строительства находится в северной части полуострова Бузачи и охватывает восточный участок месторождения.

В административном отношении район строительства входит в состав Мангистауского района Мангистауской области РК.

Областной центр г. Актау находится на расстоянии 270 км.

С областным центром месторождение связано асфальтированной дорогой Актау – Каламкас.

Территория района строительства относится к новокаспийской аккумулятивной террасе морского генезиса, залегающей в пределах абсолютных отметок от минус 26.0 до минус 23.0 м.

В геоморфологическом плане район представляет собой плоскую равнину с небольшим уклоном на юго-запад в сторону Каспийского моря.

Геолого-литологический разрез представлен глинистыми отложениями (глины, суглинки, супеси) и песками пылеватыми, мелкими, гравелистыми

Климат района резко-континентальный, с жарким засушливым летом и морозной, малоснежной зимой, сопровождающейся сильными ветрами.

Осадки незначительны и выпадают, в основном, в виде кратковременных дождей.

Климатические условия:

- | | | |
|---|--|------------|
| ✓ | -наиболее холодной пятидневки | -20 с |
| ✓ | -нормативная ветровая нагрузка (СП РК ЕН 1991-1-4:2005/2011)-77 кгс/м ² ; | |
| ✓ | -нормативная снеговая нагрузка (СП РК ЕН 1991-1-3:2003/2011)-80 кгс/м ² ; | |
| ✓ | -район строительства | -IV Г |
| ✓ | -сейсмичность района (сп рк 2.03-30-2017) | -6 баллов. |
| ✓ | - среднегодовое количество осадков | 140 мм |
| ✓ | - толщина снежного покрова с 5% превышением | 30 см |

По данным геологических изысканий проведенных, подземные воды вскрыты на глубине от 0,7 до 1,42 м от поверхности земли.

Грунтовые воды распределены по всему участку строительства и проявляют высокую коррозионную активность по отношению к бетонным и железобетонным конструкциям.

Для района характерны слабо сформированные бурые пустынные почвы, сероземы и солончаковые соровые отложения. Все грунты засолены и обладают сульфатной агрессией по отношению к бетонам нормальной плотности.

Рельеф местности представляет собой кочковатую солончаковую поверхность с очаговыми соровыми понижениями. Перепады высот составляют 0,5 ÷ 1,0 м.

Растительный покров разреженный, в основном солончакового типа.

На основании предварительного заключения о сейсмичности районов месторождений “Каламкас” и “Жетыбай”, выданном в 1997 году институтом сейсмологии АН РК, АО “Мангистаумунайгаз”, район расположения этих месторождений отнесен в полосу 6-ти балльных землетрясений.

1.3. Существующее положение.

Месторождение Каламкас является действующим объектом со сложившейся структурой добычи и сбора продукции нефтяных скважин. Расширение системы сбора и внутри промыслового транспорта производится поочерёдно.

В промышленную эксплуатацию месторождение вступило в 1979 году. За время эксплуатации м/р Каламкас были разработаны и построены различные инженерные и вспомогательные сооружения, обеспечивающие сбор, транспорт и подготовку нефти, в том числе внутри промысловые автодороги вдоль рядов скважин, ЦППС, ППД, ЗУ, ГУ, УПСВ, УПГ, ГТЭС узел связи, пожарное депо на 6 автомашины объекты общественного питания вахтовый поселок и т.д.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

K-2025/02-00-ОЧ

Лист

6

Для защиты трубопроводов и обсадных колонн скважин от коррозии, на БКНС-1/6 расположены блоки реагентов БР-1, в которых в коллектор транспортирующую сточные и артезианскую воды на блоки гребенок и далее по нагнетательным линиям направляющиеся в нагнетательные скважины, добавляются ингибиторы коррозии марки Ранкор-1101 и др. (марка ингибитора коррозии может меняться в зависимости от поставщика ингибитора коррозии, которое может иметь другую торговую марку).

1.4. Основные проектные решения.

Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт продукции скважин в объеме 144 т/сут или 0,05256 млн. тонн нефти в год и дополнительную закачку воды в объеме 585 м³/сут или 0,21353 млн.м³/год. Дополнительный объем добычи попутного газа составит 3600 м³/сут или 1,314 млн.м³/год.

Технико-экономические показатели по добывающим скважинам представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

Показатели	Ед. измерения	Количество
Добыча жидкости	т/сут	144
Добыча попутного газа	м ³ /сут	3600
Максимальный дебит эксплуатационной скважины	т/сут	4
Количество новых скважин	шт.	36

Технико-экономические показатели по нагнетательным скважинам представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2.

Показатели	Ед. измерения	Количество
Общий расход пластовой воды на скважины	м ³ /сут	585
Средний расход пластовой воды на скважину	м ³ /сут	117
Количество новых скважин	шт.	5

Объем проектирования по данному объекту:

- ✓ обустройство устьев 36 добывающих скважин;
- ✓ система сбора и транспорта нефти (выкидные линии);
- ✓ обустройство устьев 5 нагнетательных скважин;
- ✓ высоконапорные водоводы (нагнетательные линии);
- ✓ строительство замерной установки ЗУ;
- ✓ установка дополнительного оборудования на действующих групповых установках;
- ✓ строительство блоков гребёнки БГ;
- ✓ инженерное обеспечение запроектированных объектов.

Для удобства ввода в эксплуатацию обустроенных скважин проектом предусматривается разделение объектов строительства на пусковые комплексы, приведённых в таблице 1.3.

Принадлежность к пусковым комплексам дополнительно устанавливаемого оборудования и проектируемых ЗУ, БГ приведены в таблице 1.4 - 1.8 соответственно.

Таблица 1.3.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Номера обустраиваемых скважин			Номера ГУ, ЗУ и БГ
		Добывающие	Нагнетательные	Водозаборные	
1	ПК-1	8324			ЗУ-64
2	ПК-2	8320			ЗУ-65Б
3	ПК-3	8183			ЗУ-65Б
4	ПК-4	8326			ГУ-66

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

К-2025/02-00-ОЧ

Лист

7

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

5	ПК-5	8154			ГУ-62
6	ПК-6	8268			ЗУ-26
7	ПК-7	8213			ЗУ-4
8	ПК-8	8215			ЗУ-4
9	ПК-9	8306			ЗУ-4
10	ПК-10	8675			ЗУ-4
11	ПК-11	8285			ЗУ-4
12	ПК-12	8127			ГУ-26
13	ПК-13	8216			ГУ-15
14	ПК-14	8227			ГУ-15
15	ПК-15	8156			ГУ-24
16	ПК-16	8191			ЗУ-24
17	ПК-17	8212			ЗУ-24
18	ПК-18	8281			ГУ-3
19	ПК-19	8291			ГУ6
20	ПК-20	8292			ГУ6
21	ПК-21	8264			ГУ6
22	ПК-22	8308			ЗУ-4
23	ПК-23	8168			ЗУ-43
24	ПК-24	8242			ЗУ-43
25	ПК-25	8182			ГУ-51
26	ПК-26	8309			ГУ-51
27	ПК-27	8316			ГУ-51
28	ПК-28	8322			ГУ-52
29	ПК-29	8317			ГУ-52
30	ПК-30	8323			ГУ-52
31	ПК-31	8674			ГУ-42
32	ПК-32	8150			ГУ-42
33	ПК-33	8231			ГУ-42
34	ПК-34	10108			ГУ-25
35	ПК-35	10109			ГУ-47
36	ПК-36	8149			ГУ-38
37	ПК-37		8332		БГ на ГУ-4
38	ПК-38		8327		БГ на ГУ-4
39	ПК-39		8330		БГ на ГУ-24
40	ПК-40		8333		БГ на ГУ-43
41	ПК-59		8437		БГ на ГУ-69

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ОЧ	Лист
8						

Таблица 1.4.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Автоматическая измерительная установка	Кол-во оборудования, шт.	Цех
1	ПК-41	ГУ-6	1-шт.	ЦДНГ-3
2	ПК-42	ГУ-39	1-шт.	ЦДНГ-1
3	ПК-43	ГУ-56	1-шт.	ЦДНГ-1

Таблица 1.5.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Замерные установки ЗУ	Подключение коллектора из СПТ Ду200	Длина проектируемого сточного коллектора труба НПСП-217 Ру-4,6, м
1	ПК-44	ЗУ-4 ЦДНГ-3	ГУ-4	382
2	ПК-45	ЗУ-26Б ЦДНГ-1	ЗУ-26	555

Таблица 1.6.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, шт.	Номера ГУ, ЗУ
1	ПК-46	Насос ЦНС Ант 105-147	1-шт.	ГУ-63 (ЦДНГ-1)
2	ПК-47	Насос ЦНС Ант 105-147	1-шт.	ГУ-64 (ЦДНГ-1)
3	ПК-48	Насос ЦНС Ант 105-147	1-шт.	ГУ-36 (ЦДНГ-4)
4	ПК-49	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-47 (ЦДНГ-1)
5	ПК-50	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-56 (ЦДНГ-1)
6	ПК-51	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-69 (ЦДНГ-1)
7	ПК-52	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-24 (ЦДНГ-3)
8	ПК-53	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-4 (ЦДНГ-3)

Таблица 1.7.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, шт.	Номера ГУ, ЗУ
1	ПК-54	Подогреватель путевой ПП-0.63А	1-шт.	ГУ-5 (ЦДНГ-3)
2	ПК-55	Подогреватель путевой ПП-0.63А	1-шт.	ГУ-17 (ЦДНГ-3)
3	ПК-56	Подогреватель путевой ПП-0.63А	1-шт.	ГУ-16 (ЦДНГ-3)

Таблица 1.8.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, шт.	Номера ГУ, ЗУ
1	ПК-57	Блок гребёнки БГ-4	1-шт.	ГУ-4 (ЦППД-4)

Инв. № подп.	Подп. и дата	02.06.25
K-2025/02-00-ОЧ		

К-2025/02-00-ОЧ

Лист

9

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

1.4.1. Обустройство устьев добывающих скважин.

Всего в проекте рассматривается обустройство 36 новых добывающих скважин, из них 36 скважины оборудованы станками-качалками

Тип устьевого оборудования 36 новых добывающих скважин (арматура фонтанная АФК-1-65x21, крестовик АФК-1-65x21 или АУШГН-1-65x21), устанавливаемого на площадках добывающих скважин и его обвязка выполняется согласно проекта и «Типовой схемы обвязки устья добывающих скважин м/р Каламкас», утвержденной начальником ПУ «Каламкасмунайгаз» и согласованной с ФМВПФО «Ак-берен».

В соответствии с правилами промышленной безопасности, на устье каждой скважины, устанавливается электроконтактный манометр ЭКМ РГС23.100 пределом измерений от 0 до 40 кгс/см².

Расположение сооружений, а также транспортных путей на территории площадок, приняты согласно технологической схемы, требуемым разрывам по нормам взрывопожарной безопасности, санитарным требованиям, обеспечения благоприятных и безопасных условий труда.

1.4.2. Выкидные линии.

Система сбора и транспорта нефтегазовой смеси служит для подачи продукции скважин на ГУ и ЗУ.

Система включает в себя выкидные линии от каждой скважины до ГУ или ЗУ.

Выкидные линии проектируемых добывающих скважин диаметром 100 мм проложены к ГУ или ЗУ. Рабочее давление выкидных линий не более 0.7МПа.

Выкидные линии от площадок обустраиваемых скважин до ГУ или ЗУ запроектированы из стеклопластиковых труб, изготовленных заводом ЗСПТ г. Актау в подземном исполнении в обваловании. Высота обвалования 0.8 м. Выкидные линии в пределах 5 метров на площадках добывающих скважин предусмотрены из стальных труб.

В местах пересечения с автомобильными дорогами предусматривается прокладка трубопроводов в подземном исполнении в защитных кожухах.

1.4.3. Обустройство устья нагнетательных скважин.

Всего в проекте рассматривается обустройство 5 новых нагнетательных скважин.

Тип устьевого оборудования скважин (арматура фонтанная АФК-1-65x21 или АНК-1-65x21), устанавливаемого на площадках нагнетательных скважин и его обвязка выполняется согласно проекта и «Типовой схемы обвязки устья нагнетательных скважин м/р Каламкас», утвержденной начальником ПУ «Каламкасмунайгаз» и согласованной с ФМВПФО «Ак-Берен».

Технологическая обвязка устьев скважин включает монтаж обвязочного трубопровода Ø114x12мм, задвижки и обратного клапана.

1.4.4. Высоконапорные водоводы (нагнетательные линии).

Нагнетательные линии предназначены для транспортировки воды от БГ до нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления.

Проектными решениями предусматривается строительство водоводов высокого давления диаметром Ø100 мм (4") из стеклопластиковых труб по СТ ТОО 40047721-01-2009. Рабочее давление составляет до 9.0МПа.

Прокладка водоводов из стеклопластиковых труб предусмотрена в подземном исполнении.

1.4.5. Замерная установка.

В связи с увеличением фонда добывающих скважин данным проектом предусмотрено строительство замерной установки ЗУ-4, ЗУ-266 предназначенная для замера, сбора нефти со скважин и дальнейшей транспортировки до ГУ-4, ГУ-26.

1.4.6. Установка дополнительного оборудования на действующих ГУ.

Проектными решениями, на действующих групповых установках, для увеличения объема перекачки нефти, а также улучшения свойств перекачиваемой продукции предусмотрено следующее:

- автоматическая измерительная установка ИУ «МЕРА-ММ»;
- установка дополнительных центробежных насосов ЦНС Ант 105-147;
- установка дополнительных путевых подогревателей нефти ПП-0,63.

1.4.7. Блоки гребёнки.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ОЧ

Лист

10

Блоки гребёнки БГ-4, БГ-24 предназначены для приёма воды с действующих БКНС и дальнейшего распределения воды к группе нагнетательных скважин для поддержания пластового давления.

1.4.8. Инженерное обеспечение запроектированных объектов.

Система электроснабжения скважин включает:

Проектными решениями предусматривается разработка электроснабжения и электрооборудования следующих объектов:

- ✓ электроснабжения 40-и уплотняющих скважин; (ПК-1...ПК-40)
- ✓ электроснабжения замерной установки ЗУ-4; ЗУ-26Б (ПК-44, ПК-45).
- ✓ установка насосов ЦНС Ант 105-147 на действующих ГУ; (ПК 46-53)
- ✓ установка дополнительных подогревателей нефти ПП-0,63А на действующих ГУ (ПК 54-56)
- ✓ Электроснабжения 40-и уплотняющих скважин; (ПК-1...ПК-40)
- ✓ электроснабжения 36-х добывающих скважин с станком качалки;
- ✓ электроснабжения 4-х нагнетательных скважин;
- ✓ переустройства существующей ВЛ-6 кВ.

Для питания электропотребителей вновь пробуренных скважин и 1-ой замерной установки проектируется, а также реконструкции электроснабжении существующих скважин:

На 40-и скважинах проектируется установка комплектной трансформаторной подстанции КТПНД-6/0.4 кВ наружной установки с воздушным вводом и с трансформатором мощностью 40 кВа.

На 1-ой скважине предусматривается от существующей КТПНД 6/0.4 кВ. При этом трансформатор 63 кВа заменяется на трансформаторы мощностью 100 кВа типа ТМГ.

Для подключения скважин дополнительно в существующие КТПНД-6/0.4кВ проектом предусматривается установка автоматического выключателя.

Основные технические показатели

Поз. №/№	Наименование	Данные
1	Категория надежности электроснабжения:	III
2	Общая расчетная проектируемая мощность 0.4кВ	752,4 кВт
3	Общая протяженность ВЛИ - 0.4 кВ	105 м
4	Общая протяженность ВЛЗ - 6 кВ	9 591 м

Кабели силовые и контрольные приняты с алюминиевыми жилами, изоляция жил ПХВ оболочкой, бронированный, прокладываются в земле в траншее. Все кабели имеют заземляющие жилы.

Общее годовое ожидаемое электропотребление при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов составляет – 4 890 600 кВт.час.

Подключения проектируемых ВЛ-6 кВ к КТПНД выполняются с установкой линейных разъединителей. Трассы к скважинам выбраны с учетом возможности подключения к ним в перспективе новых скважин.

Строительство проектируемых дополнительных участков ВЛЗ-6 кВ к скважинам, предусматривается на железобетонных опорах из сульфатостойкого портландцемента.

Проектом предусмотрено электроосвещение площадки станка-качалки с помощью взрывозащищенного светодиодного светильника типа СГЖ01-20СЦ-220АС/Т, установленного на площадке БУС.

Электроосвещение замерной установки предусмотрено с помощью прожекторной мачты с установленными двумя светодиодными светильниками типа СДО-3-200. Управление прожекторной мачты осуществляется от фотореле уличного освещения щита освещения типа ЯУО-9602, установленного на прожекторной мачте.

Более детально вопрос системы электроснабжения рассмотрен в разделе ЭС данной пояснительной записи.

Электроснабжения замерной установки ЗУ-4; ЗУ-26Б (ПК-44, ПК-45).

Основными потребителями электроэнергии на проектируемых площадках замерных установок ЗУ-4, ЗУ-26Б по настоящему проекту являются измерительные установки ИУ «Мера-ММ», мачтовое электроосвещение и оборудование КИПиА.

На замерной установке проектируется установка комплектной трансформаторной подстанций КТПНД-6/0.4 кВа наружной установки с воздушным вводом мощностью 25 кВа в количестве 1-ой единицы;

Основные технические показатели

Поз. №/№	Наименование	Данные

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

K-2025/02-00-ОЧ

Лист

11

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

1	Категория надежности электроснабжения:	III
2	Общая расчетная проектируемая мощность 0.4кВ	11,12 кВт
3	Общая протяженность КЛ - 0.4 кВ	87 м
4	Общая протяженность ВЛЗ - 6 кВ	144 м

Общее годовое ожидаемое электропотребление при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов составляет – 72 800 кВт*час

Проектом предусмотрено заземление и молниезащита проектируемого оборудования.

Более детально вопрос системы электрооборудования рассмотрен в разделе ЭО данной пояснительной записи.

Установка насосов ЦНСНт 105-147 на действующих ГУ-5, ГУ-26, ГУ-23, ГУ-22; (ПК-48, ПК-51)

Для увеличения производительности по откачке нефти с групповых установок в систему сбора нефти предусмотрена замена двух существующих насосов НБ-125 на насосы ЦНСНт 105-147 с электродвигателями мощностью 110кВт.

Обеспечения электроэнергией групповых установок предусматривается заменой трансформаторов мощностью 250 кВА на 400 кВА в существующих КТПН-№1,2 в количестве 8 и единиц.

Для управления электроприводами проектируемых насосов Н-1 и Н-2 проектом предусмотрено установка в каждом ГУ, частотные преобразователи в блочно-модульном здание (БМЗ) полной заводской готовности.

Более детально вопрос системы электрооборудования рассмотрен в разделе ЭО данной пояснительной записи.

Установка дополнительных подогревателей нефти ПП-0,63А на действующих ГУ-5, ГУ-17, ГУ-16 (ПК-52...ПК-54)

В связи с установки на ГУ-4, ГУ-24, ГУ-25 дополнительного подогревателя ПП-0.63 электропитание и электроснабжение ПП-0.63 рассматривается в разделе АТХ.

Проектом предусмотрено заземление и молниезащита проектируемого оборудования.

Система автоматизации устья добывающих скважин

На площадках добывающих скважин предусмотрен визуальный контроль давления и температуры на устье скважины техническими манометром типа DM8008-4-AKS (допускается применение технических манометров с аналогичными характеристиками) и универсальным термопреобразователем ТПУ-0304-М2-Н.

Для предотвращения аварийных ситуаций, т.е. повышения или понижения давления в выкидных линиях добывающих скважин выше или ниже предельных значений на трубопроводе выкидной линии установлен электроконтактный манометр типа PGS 23.100, так же на стаке-качалке заводом изготовителем смонтированы концевые путевые выключатели марки ВП 15К-21А-211-54 У2.3 для сигнализации обрыва шатуна.

Выше перечисленные средства КИПиА выдают сигналы в шкаф контроллера ШУН, который блокирует работу электроприводов на скважинах с ШГН. На скважине с винтовым насосом применён шкаф ШАСУ-ТМ-СК. Фонтанный способ добычи нефти в данной очереди не предусмотрен. Кроме этого шкафы ШУН и ШАСУ-ТМ-СК-02 осуществляют передачу данных оборудования КИПиА, а также сигнализацию положения исполнительного механизма скважины посредством радиосигнала в диспетчерскую ЦИТС с возможностью дистанционного управления оборудованием добывающей скважины.

Система автоматизации нагнетательных скважин

На площадках устья нагнетательных скважин предусмотрен визуальный контроль давления на устье скважины техническими манометром типа DM8008-3-AKS (допускается применение технических манометров с аналогичными характеристиками) и контроль местный контроль температуры воды биметаллическим термометром марки БТ-52.211(0-100) М20х1, 5.100.1,5.

В данной очереди нагнетательные скважины не предусматриваются расходомеры так как подключение идет в существующий трубопровод, который уже подключен к существующему отводу существующего блока гребенки с расходомером. Замер объема закачки воды на нагнетательную скважину производится на блоках гребенок вихреакустическими преобразователями расхода марки «МЕТРАН-305ПР», так же предусмотрено измерение давления в коллекторе блока гребенки датчиком избыточного давления АИР-20 Exd/M2 с выходным сигналом RS-485 Modbus RTU

Выходные сигналы расходомеров поступают в шкафы передачи данных (ШПД), расположенные в операторных соответствующих групповых установок. Шкафы ШПД осуществляют передачу данных по расходу в диспетчерскую ЦИТС посредством радиосигнала.

Система водоотведения

Планировка площадок добывающих скважин выполнена в насыпи. Отвод ливневых стоков предусматривается за территорию площадок минимально требуемыми уклонами.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ОЧ

Лист

12

Система пожаротушения

Согласно ВНТП 3-85 и СН РК 2.02-11-2002 площадки скважин без постоянного обслуживающего персонала не обустраиваются автоматической системой пожарной сигнализации и пожаротушения. Пожаротушение осуществляется с помощью первичных и мобильных средств. Ликвидация очагов возгорания может осуществляться с помощью местного пожарного инвентаря, по радиосвязи передается сообщение о пожаре в пожарное депо месторождения Каламкас.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ОЧ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ОЧ**Лист****13**

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00ГП	09.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Имангазиев		09.06.25	
Пров.		Тлепов Р.Н.		09.06.25	
Нач. отд.		Линь Кэ		Линь Кэ	09.06.25
Н. контр.		Тлепов Р.Н.		09.06.25	
Утв.		Линь Кэ		Линь Кэ	07.209.0

К-2025/02-00-ГП

Генеральный план

Стадия Лист Листов
ГП 14 15
ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

2.1. Исходные данные.

2.1 Введение

Проект на «Обустройство уплотняющих скважин м/р Каламкас. XXII очередь», разработан на основании задания на проектирование, выданного Заказчиком и топографических материалов представленных маркшейдерской службой АО «ММГ». При проектировании также использовались материалы инженерно-геологических изысканий.

2.2. Характеристика площадки строительства

Район строительства расположен в северной части полуострова Бузачи на территории действующего нефтепромысла Каламкас.

В административном отношении район строительства входит в состав Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Областной центр г.Актау находится на расстоянии 270 км. В 2 км расположен вахтовый поселок Каламкас. С областным центром месторождение связано асфальтированной дорогой Актау-Каламкас.

2.3. Физико-географическая характеристика района.

Рельеф

Район месторождения находится в пределах Северо-Мангышлакской низменности. Поверхность рельефа слабо расчленена, пологоволниста с небольшим общим уклоном в сторону Каспийского моря. Постоянно действующая гидрографическая сеть в районе отсутствует, лишь во время снеготаяния и ливневых осадков возникают временные водотоки.

Побережье Каспия представляет собой равнину, включающую в себя различные участки бывшего дна моря.

Подводный склон от трехметровой изобаты до уреза воды покрыт главным образом, пылеватым и илистым песком с включением крупно и мелкобитой ракушки. Подводный склон и прибрежье отличаются исключительной пологостью.

Из-за постоянных колебаний уровня моря отсутствует выраженная береговая линия.

Почвенно-растительный покров

Почвенный покров прибрежной полосы сформировался в зависимости от рельефа, литологического состава почвообразующих пород и климатических условий. Для рассматриваемого района характерными являются слабо сформированные бурые пустынные почвы и сероземы. Почвенный слой не превышает 5-10 см. Почвы, как правило, засолены.

Наиболее засоленными являются почво-грунты соровых котловин. Количество водорастворимых солей в поверхностном слое их достигает 15-20% веса грунта и обычно резко убывает с глубиной. По составу соли принадлежат либо к хлоридно-сульфатным, либо к карбонатно-гидрокарбонатным.

На всем побережье растительный покров очень скуден. Основными растениями здесь являются биоргу, полынь, боялык, тетыр. Они растут обычно в виде чистых зарослей, или образуют комплексы.

С уменьшением густоты их покрытия до 30% значительное распространение получают пустынные лишайники.

Климат

Месторождение Каламкас находится в прибрежной зоне Каспийского моря, полуострова Бузачи, Мангистауской области Республики Казахстан.

По физико-географической характеристике (СП РК 2.04-01-2017) район строительства относится IV климатическому району, подрайону IV-А.

Климат региона резко континентальный, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года, весьма холодной зимой и очень жарким летом.

Климатические условия:

- ✓ наиболее холодной пятидневки -20 с;
- ✓ нормативная ветровая нагрузка (СП РК ЕН 1991-1-4:2005/2011) -77 кгс/м²;
- ✓ нормативная снеговая нагрузка (СП РК ЕН 1991-1-3:2003/2011)-80 кгс/м²;
- ✓ район строительства -IV Г;

Инв. № подп.	Инв. № подп.
K-2025/02-00-ГП	09/06/25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	K-2025/02-00-ГП	Лист
						15

- | | |
|---|------|
| ✓ сейсмичность района (сп рк 2.03-30-2017)
баллов; | -6 |
| ✓ среднегодовое количество осадков
мм; | -140 |
| ✓ толщина снежного покрова с 5% превышением
см. | -30 |

Территория относится к засушливому району со средней годовой суммой осадков, равной 171-185 мм. За теплый период (апрель-октябрь) выпадает 57% годовой суммы осадков. Наибольшее количество осадков выпадает, как правило, в июне (22-23 мм). Число дней в году с осадками $\geq 0,1$ мм составляет около 65, с осадками ≥ 1 мм – 23, с осадками ≥ 10 мм – 3 дня.

Максимальная толщина снежного покрова отмечается в феврале и равна в среднем 12 см. Устанавливается снежный покров в среднем в конце декабря (25-30/XII), а сходит в начале марта (5-8/III).

Среднее число дней с туманом в году равно 23. Чаще всего (4-5 дней за месяц) туманы бывают зимой.

Среднее число дней с грозой в году равно 11. Чаще всего (2-3 раза в месяц) грозы бывают в период с мая по август.

Согласно СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» глубина промерзания грунта в среднем равна 100 см. Фактически она несколько меньше, поскольку грунтовые воды имеют высокую минерализацию.

Максимальная глубина проникания температуры 0оС в грунт, возможная 1 раз в 10 лет, равна 100 см; возможная один раз в 50 лет – 120 см.

Гидрологические условия

Грунтовые воды имеют повсеместное распространение на территории месторождения и расположены на глубине от 0,7 до 1,42 м. Водовмещающими являются все (кроме глин Хвалынской свиты, которые образуют водоупорный подстилающий горизонт на участках своих простираций) литологические разности, как четвертичных, так и палеогеновых отложений, которые образуют единый водоносный комплекс.

По характеру циркуляции подземные воды поровые, гидродинамический режим безнапорный. Грунтовые воды тесно связаны с поверхностными водами Каспийского моря, за счет которых, в основном, происходит их питание. В меньшей степени в питании подземных вод участвуют атмосферные осадки.

Подземные воды по составу хлоридные натриево-калиевые, минерализация составляет 94 -152 г/л. Подземные воды сильноагрессивны к бетонам на сульфатостойком цементе (по ионам SO4- и Mg++), по остальным показателям неагрессивны.

2.4. Планировочные решения

Проектом предусматривается обустройство 40 скважин.

Генеральный план площадок разработан в соответствии с СН РК 3.01-03-2011, ВНТП 3-85, СН 459-74.

При этом в основу положены следующие требования:

- ✓ расположение сооружений, а также транспортных путей на территории площадок принято согласно технологической схемы, требуемыми разрывами по нормам пожаро- и взрывобезопасности и с учетом розы ветров, санитарными требованиями, грузооборота транспорта,
- ✓ обеспечение благоприятных и безопасных условий труда, а также обеспечение рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на площадке,
- ✓ обеспечение благоприятных и безопасных условий труда, а также обеспечение рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на площадках. При размещении отдельных сооружений было учтено преобладающее направление ветров, чтобы уменьшить действие любого рода выбросов от технологических установок.

ЗУ-4, ЗУ-26Б. Площадка ЗУ запроектирована в условиях границ ограждения, с размерами в плане 68.0x68.0 м, конструктивно, ограждение, решить в виде забора из металлической сетки, по стойкам из металлических труб, диаметром 89х6мм, высотой 2000мм, с шагом стоек 3000мм. За относительную отметку 0.000, принята отметка верха спланированной территории (верхней грани насыпи), что соответствует абсолютной отметке:

Добывающие скважины:

- ✓ Площадка под передвижной агрегат;

Инв. № подп.	Подп. и дата	09.06.25
K-2025/02-00-ГП		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	K-2025/02-00-ГП	Лист
						16

- ✓ Площадка под трансформаторную подстанцию;
- ✓ Фундамент под станок-качалку;
- ✓ Колодец сбора утечек;
- ✓ Ограждение устья скважины.

Нагнетательные скважины:

- ✓ Площадка под передвижной агрегат;
- ✓ Фундамент под трансформаторную подстанцию;
- ✓ Колодец сбора утечек.

ЗУ-4, 26Б:

- ✓ Площадка АГЗУ "Спутник";
- ✓ Площадка блока аппаратуры;
- ✓ Площадка дренажной емкости
- ✓ КТПН

2.5. Организация рельефа

Площадки скважин

После ухода буровой установки площадка имеет значительные неровности. Проектными решениями предусматривается выполнить планировку из ПГС высотой -0,1 м. Поверхности площадки придан двускатный профиль с уклоном от оси к бровкам 5%. Заложение откосов принято 1:2.

Площадка ЗУ

План Организации рельефа выполнен согласно по ГОСТ 21.508-93. На основании топографической съемки выполненной маркшейдерам, на основании существующих данных, площадки запроектированы в насыпи с высотой:

- ✓ для ЗУ-24 от 0.34 до 1.00м.

Для планировки предусматривается завоз грунта. Вертикальную планировку принять сплошной и выполнить с учетом нормативных уклонов для отвода дождевых и талых вод и защитой прилегающей территории от возможных подтоплений.

Верхнему слою проектируемой площадки ЗУ-4 придан односкатный профиль, с шириной ската - 80м, с уклоном в сторону 5% промилей.

2.6. Организация движения на внутрипромысловых автомобильных дорогах (монтажных проездах)

Проектные решения по организации движения транспортных средств по внутрипромысловым монтажным проездам направлены на обеспечение безопасности движения транспортных средств и удобств транспортного обслуживания объектов нефтепромысла.

В основу проекта организации движения положены: задание на проектирование, СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт», СТ РК 1125-2002 «Знаки дорожные. Общие технические условия». Правила дорожного движения» Республики Казахстан.

Скорость движения на всех проездах не должна превышать 30 км/час, что на проездах регламентируется установкой знака 3.24-30 км/час.

Для удобства транспортного обслуживания перед каждым подъездом к каждой площадке скважины на подъезде за 20 м с двух сторон эксплуатирующая организация должна установить табличку с наименованием номеров скважин и ГУ.

Типоразмер знаков по СТ РК - I. Знаки устанавливаются на металлических стойках из труб 70-80 мм на присыпных бермах.

2.7. Обеспечение строительства площадок материалами, изделиями и грунтами

Строительство насыпи под выкидные линии и насыпи под опоры линии электропередачи, обеспечивается материалами из следующих источников:

Грунт получают из действующего грунтового карьера №8, расположенного на расстоянии 12,0 км до центральной автомобильной дороги м/р Каламкас;

Мергель получают из действующего мергельного карьера №10, расположенного на расстоянии 20,0 км до центральной автомобильной дороги;

ПГС получают из действующего песчано-гравийного карьера расположенного на расстоянии 20,0 км до центральной автомобильной дороги.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ГП	09.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ГП	Лист

2.8. Основные технологические методы производства работ

Одновременно с устройством насыпи под выкидные линии устраивается и насыпь под опоры воздушной линии электропередач.

Устройство насыпи должно выполняться слоями 30 см (в уплотненном состоянии) с тщательным уплотнением каждого слоя катками на пневмомашинах весом 25 тн. при шести проходах по одному следу. Мергель перед уплотнением должен быть увлажнен до оптимальной влажности.

Мергель транспортируется автосамосвалами и разравнивается бульдозером.

В дальнейшем в период эксплуатации проездов необходимо регулярно выполнять планировку и подкатку верха насыпей с целью недопущения застоя воды на поверхности дорог.

2.9. Основные технологические методы производства работ

Отряд строителей и механизаторов предусматривается размещать в существующем вахтовом поселке Каламкас. Дорожно-строительная техника также размещается на постоянной базе месторождения. Непосредственно на площадке должна размещаться передвижная контора участка и временного лабораторного поста, передвижные помещения для кратковременного отдыха рабочих и туалет.

2.10. Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии при строительстве

Мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии в строительстве должны быть обеспечены в полном объеме в соответствии с действующим законодательством и техническим нормами Республики Казахстан, а также согласно Санитарных правил: «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.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ГП	09.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ГП

Лист

18

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

СБОР НЕФТИ И ГАЗА.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
.К-2025/02-00- СНГ.ТХ	02.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Темирбаева	<i>Линь Кэ</i>			02.06.25
Пров.	Тлепов Р.Н.	<i>Линь Кэ</i>			02.06.25
Нач. отд.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>			02.06.25
Н. контр.	Тлепов Р.Н.	<i>Линь Кэ</i>			02.06.25
Утв.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>			02.06.25

К-2025/02-00-СНГ.ТХ

Технологическая часть

Стадия Лист Листов
РП 29 11
ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

3.1. Исходные данные.

Основанием для разработки проекта "Обустройство уплотняющих скважин м/р Каламкас. ХХIII очередь» являются:

- задание на проектирование,
- физико-химические характеристики нефти, газа и воды;

Добыча нефти по проектированным скважинам представлена в таблице 3.1

Таблица 3.1

Показатели	Единица измерения	Количество
Добыча нефти	т/сут	144
Добыча попутного газа	м ³ /т	3600
Фонд скважин	скв.	36

Технологические параметры добычи нефти представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2

Наименование параметров	Единица измерения	Показатели
Средний дебит скважины по жидкости	м ³ /сут	15,6
Средний дебит скважины по нефти	т/сут	4
Пластовое давление	МПа	51,5
Устьевое давление	МПа	0,7
Газовый фактор	м ³ /т	25
Температура на устье (max)	° С	35-40

Физико - химические свойства сырой нефти представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3

Наименование параметров	Единица измерения	Показатели
Плотность нефти при 20°С	кг/м ³	0,904
Динамическая вязкость нефти при 50°С	сСт	43,6
Температура застывания	° С	-28
Температура кипения	° С	71
Содержание парафина	%вес	до 2
Содержание песка	%	следы
Обводненность	%	60-80

Физико-химические свойства попутного газа представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4.

Наименование компонента.	Ед. измер.	Количество
Плотность при нормальных условиях	кг/м ³	0,709
Содержание (молярное):		
N ₂	%	2,08
CO ₂	%	0,97
CH ₄	%	95,34
C ₂ H ₆	%	0,2
C ₃ H ₈	%	0,81
i-C ₄ H ₁₀	%	0,08
n-C ₄ H ₁₀	%	0,17
i-C ₅ H ₁₂	%	0,02
n-C ₅ H ₁₂	%	0,04
C ₆ H _{14+выше}	%	0,15

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-	02.06.25	
СНГ.ТХ		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-СНГ.ТХ		Лист	30

3.2. Технологические решения и их обоснования.

Размещение основных объектов добычи, сбора и транспорта продукции скважин решалось на основании технологической схемы разработки месторождения Каламкас.

В проекте "Обустройство уплотняющих скважин м/р Каламкас. ХХIII очередь" предусматривается:

- обустройство устьев 36 добывающих скважин;
- выкидные линии;
- установка дополнительного технологического оборудования на действующих ГУ;
- строительство ЗУ;
- обустройство устьев 5 нагнетательных скважин;
- нагнетательные линии;
- строительство БГ.

3.2.1. Обустройство устьев добывающих скважин

Технологическая схема обустройства площадок скважин

Всего в проекте рассматривается обустройство 36-и новых добывающих скважин механизированным способом. ПК-1-ПК-36 с ШГН (Штанговый глубинный насос).

Тип устьевого оборудования 36 новых добывающих скважин (арматура фонтанная АФК-1-65x21, крестовик АФК-1-65x21 или АУШГН-1-65x21), устанавливаемого на площадках добывающих скважин и его обвязка выполняется согласно проекта и «Типовой схемы обвязки устья добывающих скважин м/р Каламкас», утвержденной начальником ПУ «Каламкасмунайгаз» и согласованной с ФМВПФО «Ак-берен».

В соответствии с правилами промышленной безопасности, на устье каждой скважины, устанавливается электроконтактный манометр ЭКМ PGS23.100 пределом измерений от 0 до 40 кгс/см².

Площадка добывающих скважин

Данным проектом предусматривается обустроить 36-и добывающих скважин, вышедших из бурения. Эксплуатация добывающих скважин предусматривается механизированным способом.

На м/р Каламкас в качестве оборудования для извлечения нефти в зависимости от способа эксплуатации скважины используется различное насосное оборудование: винтовые насосы, глубинно-штанговые насосы с приводами ПШГН8-3-4000, ПШН-80, СКД8-3-4000 и т.д. Управление работой насосного оборудования осуществляется с помощью щита управления, который расположен на рабочей площадке. На щите управления предусмотрены местные средства управления для пуска и остановки насосов.

Технологическая обвязка устьев скважин включает монтаж обвязочных трубопроводов Ø114x8мм и 76х6мм между вновь установленной на выкидной линии запорной арматурой и существующим устьевым оборудованием скважины, которое выполняется буровым управлением или эксплуатирующей компанией и не входит в объем проектирования по данному проекту. (Эксплуатирующая компания, обвязку пробуренных скважин выполняет по утвержденной и согласованной схеме).

В соответствии с СН 527-80 обвязочные трубопроводы в пределах устья скважин относятся к II категории группы Б(б). Просвет стыков выполнить радиологическим методом. Объем контроля сварных соединений согласно СП РК 3.05-103-2014 для II категории составляет 10%. Давление испытания на прочность Рисп=1.25Рраб, но не менее 0.8МПа. Испытание проводить гидравлическим способом в течении 5 минут.

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов при надземной прокладке из минеральной ваты толщиной 60 мм. Обшивка – оцинкованные листы δ=0,5 мм.

Инв. № подп.	Подп. и дата	02.06.25
К-2025/02-00-СНГ.ТХ		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист

31

3.2.2. Выкидные линии

Технологическая схема сбора и транспорта нефти и газа

По проекту нефть через запорную арматуру, после глубинного насоса поступает в выкидную линию Ø100мм оборудованную задвижкой и далее направляется на АГЗУ «Спутник», расположенную на ЗУ или ГУ. В пределах площадки выкидная линия запроектирована в надземном исполнении. За пределами площадки в насыпи. Транспортировка нефтегазовой смеси от скважины до ГУ или ЗУ осуществляется при рабочем давлении $P_{раб} = 0,5-0,7$ МПа. Выкидные линии выполнены из стеклопластиковых труб, рассчитанных на давление 9,5 МПа (изготовитель ТОО «ЗСПТ» г. Актау).

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции скважин до замерных установок «Спутник» установленных на ГУ или ЗУ.

Проектными решениями предусматривается строительство выкидных линий для вновь пробуренных скважин. Выкидные линии выполнены диаметром 100мм (4") из стеклопластиковых труб по СТ ТОО 40047721-01-2009 и стальных труб Ø114x8мм по ГОСТ 8732-78.

Технологическая схема сбора и транспорта нефти и газа

По проекту нефть через запорную арматуру, после глубинного насоса поступает в выкидную линию Ø100мм оборудованную задвижкой и далее направляется на АГЗУ «Спутник», расположенную на ЗУ или ГУ. В пределах площадки выкидная линия запроектирована в надземном исполнении. За пределами площадки в насыпи. Транспортировка нефтегазовой смеси от скважины до ГУ или ЗУ осуществляется при рабочем давлении $P_{раб} = 0,5-0,7$ МПа. Выкидные линии выполнены из стеклопластиковых труб, рассчитанных на давление 9,5 МПа (изготовитель ТОО «ЗСПТ» г. Актау).

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции скважин до замерных установок «Спутник» установленных на ГУ или ЗУ.

Проектными решениями предусматривается строительство выкидных линий для вновь пробуренных скважин. Выкидные линии выполнены диаметром 100мм (4") из стеклопластиковых труб по СТ ТОО 40047721-01-2009 и стальных труб Ø114x8мм по ГОСТ 8732-78.

Прокладка выкидных линий

Прокладка выкидных линий из стеклопластиковых труб предусмотрена в подземном исполнении в теле насыпи. Глубина заложения – 0.8м до верха трубы.

Согласно ВСН 51-2.38-85 и «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утв. Министром по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, при взаимном пересечении выкидных линий, водопроводов и газопроводов соблюдаются минимальные расстояния в свету равное не менее 350мм.

Трубопроводы при подходе к «Спутнику» на ГУ или ЗУ выполнены из стальных труб Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 в тепловой изоляции, в надземном варианте. Соединения стальных и стеклопластиковых труб производится с помощью фланцевых соединений адаптеров.

Рабочее давление выкидной линии $P_{раб} = 0,5 - 0,7$ МПа.

Согласно ВСН 51-3-85 выкидные линии относятся к III классу, 1 группе и III категории.

Резьбовые соединения стеклопластиковых труб подлежат визуальному контролю при монтаже и входному контролю материала труб перед монтажом. Контролю физическими методами подлежат сварныестыки стальных участков выкидной линии. Контроль сварных стыков физическим методом 5%. Из них радиографическому контролю согласно ВСН 005-88 табл.№1 подлежит 2% контрольных стыков.

Антикоррозионное покрытие надземных открытых участков трубопроводов и арматуры - масляно-битумное, по ОСТ 6-10-426-79, в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-	02.06.25	
СНГ.ТХ		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

K-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист

32

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

По окончанию монтажа выкидные линии из стеклопластика подлежат гидравлическому испытанию. Промысловые трубопроводы, в соответствии с ВСН 005-88 испытывают на прочность и герметичность в течении 24ч и равны:

- давление испытания на прочность Рисп=1,1Рраб;
- давление испытания на герметичность Рисп=Рраб.

Вода после испытания водоводов не сливается, а вытесняется в промысловую систему сбора нефти. В местах пересечения автомобильных дорог трубопроводы прокладываются в защитных кожухах ПЭ100 SDR21 315x15 по ГОСТ 18599-2001.

Трасса подземных трубопроводов через каждый километр и в местах поворота закрепляется на местности постоянными знаками высотой 1,5-2 м. Знак содержит информацию о трубопроводе.

Техническая характеристика стеклопластиковых труб представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5.

№п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Величина
1.	Напряжение в стенке трубы при потере герметичности	МПа	160
2.	Модуль упругости при осевом растяжении	МПа	14000
3.	Напряжение в стенке трубы при циклическом давлении (750 циклов)	МПА	44
4.	Разрушающее давление (внутреннее)	кН	16,8
5	Длина одной трубы	м	9,14
6	Срок службы в агрессивных средах	лет	20

Минимальный допустимый изгиб по радиусу не менее 400 наружных диаметров.

Протяжённость выкидных линий, приведена в таблица 3.6

Таблица 3.6.

№ п/п	№ Скв.	Подземная (СПТ), м	Надземная стальная, м	Групповая установка	Примечание
1	8324	1575,0	8,0	ЗУ-64	Проект.
2	8320	345,0	8,0	ЗУ-65Б	Проект.
3	8183	903,0	8,0	ЗУ-65Б	Проект.
4	8326	783,0	8,0	ГУ-66	Проект.
5	8154	490,0	8,0	ГУ-62	Проект.
6	8268	1185,0	8,0	ЗУ-26	Проект.
7	8213	1500,0	8,0	ЗУ-4	Проект.
8	8215	1039,0	8,0	ЗУ-4	Проект.
9	8306	835,0	8,0	ЗУ-4	Проект.
10	8675	632,0	8,0	ЗУ-4	Проект.
11	8285	776,0	8,0	ЗУ-4	Проект.
12	8127	794,0	8,0	ГУ-26	Проект.
13	8216	857,0	8,0	ГУ-15	Проект.
14	8227	1118,0	8,0	ГУ-15	Проект.
15	8156	1007,0	8,0	ГУ-24	Проект.
16	8191	620,0	8,0	ЗУ-24	Проект.
17	8212	793,0	8,0	ЗУ-24	Проект.
18	8281	619,0	8,0	ГУ-3	Проект.
19	8291	514,0	8,0	ГУ6	Проект.

Инв. № подп.
К-2025/02-00-
СНГ.ТХ

Подп. и дата
02.06.25

Взам. инв. №

К-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист

33

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

20	8292	563,0	8,0	ГУ6	Проект.
21	8264	600,0	8,0	ГУ6	Проект.
22	8308	372,0	8,0	ЗУ-4	Проект.
23	8168	1217,0	8,0	ЗУ-43	Проект.
24	8242	1117,0	8,0	ЗУ-43	Проект.
25	8182	2051,0	8,0	ГУ-51	Проект.
26	8309	2110,0	8,0	ГУ-51	Проект.
27	8316	655,0	8,0	ГУ-51	Проект.
28	8322	2329,0	8,0	ГУ-52	Проект.
29	8317	1857,0	8,0	ГУ-52	Проект.
30	8323	2335,0	8,0	ГУ-52	Проект.
31	8674	2326,0	8,0	ГУ-42	Проект.
32	8150	1956,0	8,0	ГУ-42	Проект.
33	8231	2727,0	8,0	ГУ-42	Проект.
34	10108	1320,0	8,0	ГУ-25	Проект.
35	10109	263,0	8,0	ГУ-47	Проект.
36	8149	345,0	8,0	ГУ-38	Проект.
Итого		40 528,0	288,0		

3.2.3. Установка дополнительного технологического оборудования

В соответствии с Заданием на проектирование на действующих групповых установках (ГУ) в данном разделе рабочего проекта рассматривается:

- дополнительная установка автоматической измерительной установки ИУ «40-14-400»;
- замена насосов марки НБ-125 на центробежные насосы типа ЦНС 105-147;
- дополнительная установка путевого подогревателя ПП-0,63А.

Для удобства ввода в эксплуатацию законченных строительством объектов, техническими решениями принято разделение объектов на пусковые комплексы (ПК).

Автоматическая измерительная установка ИУ «40-14-400»

Дополнительно устанавливаемая автоматическая измерительная замерная установка предназначена для периодического замера дебита добывающих скважин. В связи с увеличением фонда добывающих скважин, на действующих ГУ проектом предусматривается монтаж измерительной установки ИУ «40-14-400». Измерительная установка ИУ «40-14-400» устанавливается дополнительно к действующим АГЗУ «Спутник» на ГУ согласно табл. 3.7.

Газожидкостная смесь со скважин поступает в замерную установку ИУ «40-14-400» по трубопроводам диаметром 100мм с давлением 0,4-0,6 МПа.

После замера газожидкостный поток по трубопроводу Ø219x8мм направляется в буферную ёмкость Е-1/2 объёмом 80м3.

Дренаж с измерительной установки осуществляется по трубопроводу Ø57x4 мм в дренажную ёмкость.

Таблица 3.7

№ п/п	№ пускового комплекса	Автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ	Кол-во оборудования, шт.	Цех
1	ПК-41	ГУ-6	1-шт.	ЦДНГ-3
2	ПК-42	ГУ-39	1-шт.	ЦДНГ-1

Инв. № подп.	Подп. и дата
K-2025/02-00-	02.06.25
СНГ.ТХ	

K-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист
34

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

3	ПК-43	ГУ-56	1-шт.	ЦДНГ-1
---	-------	-------	-------	--------

Техническая характеристика измерительной установки ИУ «МЕРА-ММ» представлена в таблице 3.8

Таблица 3.8

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ИУ «40-14-400»		
Обозначение оборудования на схеме		A-3
Наименование аппарата		ИУ «40-14-400»
Количество подключаемых скважин	шт.	14
Габариты (длина, ширина, высота)	мм	6000*3200*3200
Рабочее давление	МПа	до 1,0
Расчетное давление	МПа	4,0
Рабочая температура	°C	40
Расчетная температура	°C	70
Пропускная способность:		
по жидкости	т/сут	5-400
по газу	м ³ /сут	400-40000
Количество	шт	3

3.2.4. Строительство замерной установки ЗУ.

Замерная установка ЗУ-4, ЗУ-26Б. (ПК-44, ПК-45).

Замерная установка предназначена для замера, сбора и дальнейшей транспортировки нефти со скважин на м/р Каламкас.

Состав сооружений, входящих в ЗУ состоит из следующего оборудования:

- площадка измерительной установки ИУ Мера-ММ А-1 (1шт);
- площадка аппаратурного блока ИУ (1шт);
- площадка дренажной емкости Т-1 (1шт);
- площадка КТПН-25/6/0,4кВ.

Дальнейший транспорт газожидкостной смеси после замера на ЗУ-4, ЗУ-26Б осуществляется по нефтяному коллектору Ду-200 мм на действующую групповую установку ГУ-4, ЗУ-26.

Предусматриваемая к строительству ЗУ представлена в таблице 3.9.

Таблица 3.9.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Замерная установка ЗУ	Подключение коллектора из СПТ Ду200	Длина коллектора, м
1	ПК-44	ЗУ-4	ГУ-4	382,0
2	ПК-45	ЗУ-26Б	ЗУ-26	555,0

Технологическая схема ЗУ.

Газожидкостная смесь от скважин по выкидным линиям Ду-100мм с давлением до 0,4 МПа поступает на ИУ Мера-ММ, где производится замер дебита поступающей продукции. Далее после замера газонефтяной поток по коллектору Ду-200мм направляется на групповую установку ГУ.

Дренаж с ИУ Мера-ММ осуществляется в дренажную ёмкость. Откачка из дренажной ёмкости, осуществляется передвижным насосным агрегатом.

Площадка ИУ Мера-ММ.

Автоматическая измерительная замерная установка предназначена для периодического замера дебита добывающих скважин.

Инв. № подп.	Подп. и дата
K-2025/02-00-	02.06.25
СНГ.ТХ	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-СНГ.ТХ	Лист
						35

Газожидкостная смесь со скважин поступает в замерную установку «МЕРА-ММ» по трубопроводам диаметром 100мм с давлением 0,4-0,6 МПа.

После замера газожидкостный поток по трубопроводу СПТ Ду-200мм направляется на действующие групповые установки.

Дренаж с измерительной установки осуществляется по трубопроводу Ø89x4 мм в дренажную ёмкость.

Техническая характеристика измерительной установки ИУ «МЕРА-ММ» представлена в таблице 3.10.

Таблица 3.10.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА «МЕРА-ММ»		
Обозначение оборудования на схеме		А
Наименование аппарата		ИУ «МЕРА-ММ» 40-14-400»
Количество подключаемых скважин	шт.	14
Габариты (длина, ширина, высота)	мм	6160*3200*3270
Рабочее давление	МПа	до 1,0
Расчетное давление	МПа	4,0
Рабочая температура	°С	40
Расчетная температура	°С	70
Пропускная способность:		
по жидкости	т/сут	5-400
по газу	м ³ /сут	400-40000
Масса аппарата	кг	5000
Количество	шт	1

Площадка дренажной ёмкости Т-1.

Площадка дренажной ёмкости Т-1 предназначена для сбора дренажа с технологического оборудования.

В дренажную ёмкость Т-1 поступает дренаж с А-1.

Диаметр подводящего коллектора - 114x8 мм.

Откачка уловленной нефти производится в передвижную ёмкость.

Газ с дренажной ёмкости отводится на продувочный стояк Ду50 мм, монтируемый над ёмкостью на высоте 2,5 м и оборудованный дыхательным клапаном КДМ-50.

Дренажная ёмкость снабжена системой контроля по уровню жидкости.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты из минерального волокна толщиной 60 мм. Обшивка - алюминиевые листы.

Антикоррозионная изоляция подземных трубопроводов и дренажной ёмкости - «усиленная» по ГОСТ 9.602-2016.

Характеристика ёмкости представлена в таблице 3.11.

Таблица 3.11.

ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ		
Номер оборудования		Т-1
Наименование аппарата		ЕПП 8-2000-1-2
Габариты (длина, диаметр)	мм	2900*2016
Объем аппарата	м ³	8
Рабочее давление	МПа	0,005
Расчетное давление	МПа	0,05
Рабочая температура	°С	40
Расчетная температура	°С	100
Масса аппарата	кг	2850

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-	02.06.25	
СНГ.ТХ		

K-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист

36

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Количество	шт.	1
------------	-----	---

Нефтяной коллектор Ду-200 от проектируемой ЗУ-4, ЗУ-26Б до действующей ГУ-4, ЗУ-26.

Нефтяной коллектор Ду-200 предназначен для транспорта продукции скважин от проектируемой ЗУ-4, ЗУ-26Б до действующей групповой установки ГУ-4, ЗУ-26Б.

Проектными решениями подземный участок нефтяного коллектора запроектирован из стеклопластиковых труб НСП-217 Р4.6 по СТ ТОО 40047721-01-2009. Нефтяной коллектор прокладывается в подземном варианте с укреплением обваловки мергелем, глубина заложения 0,7-1,0 м.

Надземные участки коллектора в районе выхода из ЗУ-4, ЗУ-26Б и на входе в действующую ГУ-4, ЗУ-26Б запроектированы из стальных труб Дн-219х8.

Рабочее давление нефтяного коллектора - 0,7- 1,2МПа.

Расчётное давление - 4,0МПа

Протяжённость нефтяного коллектора от проектируемой площадки ЗУ-4, ЗУ-26Б до действующей ГУ-4, ЗУ-26Б см. таблицу 3.9.

Соединение стеклопластиковых труб резьбовое. Монтаж труб производить согласно РД 39-0147016-67-97 (Руководство по эксплуатации).

Согласно ВСН 2.38-85 нефтяной коллектор отнесены к IV категории.

Согласно ВСН 005-88 сварныестыки стальных участков трубопроводов подлежат 5% контролю физическим методом, в том числе не менее 2% сварных стыков контролируются радиографическим методом. Стыковые соединения стеклопластиковых труб производятся визуально 100%.

Испытание выкидных линий производиться гидравлическим способом согласно инструкции по монтажу и опрессовке трубопроводов из стеклопластиковых труб и в соответствии с ВСН 005-88:

- на прочность Рисп=1,1Рраб в течении 12ч.
- на герметичность Рисп = Рраб в течении не менее 12ч.

Технологические трубопроводы.

Технологические трубопроводы в соответствии с СН 527-80 относятся к группе Б (а) и Б (в).

По категориям трубопроводы подразделяются:

- нефтепроводы - III
- дренажные - IV.

Трубопроводы выполняются из стальных труб диаметрами 219х8, 159х8, 114х8, 57х4 по ГОСТ 8732-78; марка стали 20, группа В.

В пределах технологических площадок трубопроводы прокладываются в надземном варианте.

Прокладка межплощадочных коммуникаций:

- нефтепроводы – надземная на опорах и подземная;
- дренажные трубопроводы – подземно.

По окончании монтажа трубопроводы подлежат испытанию на прочность и герметичность.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 давление испытания на прочность:

- трубопроводов нефти и дренажа гидравлическое Рисп.=1.5 Рраб., но не менее 0,2 МПа,
- надземного участка газопровода пневматическое Рисп.=1.5 Рраб., но не менее 0,2 МПа.

Давление испытания на герметичность Рисп = Рраб.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 объем контроля сварных стыков труб неразрушающими методами составляет:

- для III категории - 2% от общего количества стыков;

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-	02.06.25	
СНГ.ТХ		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

K-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист

37

– для IV категории - 1% от общего количества стыков.

Антикоррозионная изоляция трубопроводов:

- надземных – покрытие масляно-битумное, ОСТ 6-10-426-79, в два слоя по грунту ГФ-021, ГОСТ 25129-82.
- подземных – усиленная изоляционными лентами по ГОСТ 9.602-2016.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты из минераловатного полотна толщиной δ=60 мм, покровный слой - стальные оцинкованные листы δ=0,5 мм.

3.2.5. Установка дополнительного технологического оборудования

В соответствии с Заданием на проектирование на действующих групповых установках в данном разделе рабочего проекта рассматривается:

- установка дополнительного центробежного насоса типа ЦНС Ант 105-147;
- установка дополнительного подогревателя нефти марки ПП-063.

Принадлежность к пусковым комплексам, а также перечень и количество устанавливаемого оборудования на действующих ГУ м/р Каламкас см. в таблице 3.12.,3.13.

Таблица 3.12.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, шт.	Номера ГУ, ЗУ
1	ПК-46	Насос ЦНС Ант 105-147	1-шт.	ГУ-63 (ЦДНГ-1)
2	ПК-47	Насос ЦНС Ант 105-147	1-шт.	ГУ-64 (ЦДНГ-1)
3	ПК-48	Насос ЦНС Ант 105-147	1-шт.	ГУ-36 (ЦДНГ-4)
4	ПК-49	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-47 (ЦДНГ-1)
5	ПК-50	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-56 (ЦДНГ-1)
6	ПК-51	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-69 (ЦДНГ-1)
7	ПК-52	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-24 (ЦДНГ-3)
8	ПК-53	Насос ЦНС Ант 105-147	2-шт.	ГУ-4 (ЦДНГ-3)

Таблица 3.13.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, шт.	Номера ГУ, ЗУ
1	ПК-54	Подогреватель путевой ПП-0.63А	1-шт.	ГУ-5 (ЦДНГ-3)
2	ПК-55	Подогреватель путевой ПП-0.63А	1-шт.	ГУ-17 (ЦДНГ-3)
3	ПК-56	Подогреватель путевой ПП-0.63А	1-шт.	ГУ-16 (ЦДНГ-3)

Установка насосов.

Проектными решениями на действующих групповых установках, для увеличения объема перекачки нефти, предусматривается установка насосов типа ЦНС Ант 105-147. Насосы ЦНС Ант 105-147 предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарной нефти с температурой от 275 К (1°C) до 318 К (45 °C) в системах сбора и транспорта нефти внутри промысла.

Проектируемые центробежные насосы ЦНС устанавливается на ГУ согласно табл.3.12.

Насосы устанавливаются на действующих площадках сепарации нефти и газа.

Инв. № подп.	Подп. и дата
K-2025/02-00-	02.06.25
СНГ.ТХ	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-СНГ.ТХ	Лист
						38

Основной целью установки насосов ЦНС на ГУ является, регулирование и поддержание нефтегазовой жидкости в буферной емкости на постоянно заданном уровне. Заданный уровень в буферных емкостях в зависимости от притока жидкости от скважин, поддерживается автоматическим включением насосов ЦНС и регулированием его производительности с помощью частотных преобразователей.

Характеристика оборудования представлена в таблице 3.14.

Таблица 3.14.

НЕФТЯНОЙ НАСОС		
Наименование аппарата		ЦНС Ант 105-147
Подача	м ³ /час.	105
Напор	м	147
Полезная мощность насоса	кВт	67
Мощность электродвигателя	кВт	110
Частота оборотов двигателя	об/мин	3000
Масса насоса	кг	1520
Количество общее на всех ПК	шт	8

Путевой подогреватель нефти.

Площадка подогревателей нефти предназначена для подогрева поступающей со скважин нефти. Проектируемый дополнительный подогреватель нефти устанавливается на действующих площадках подогревателей ПП-0,63А на ГУ согласно табл.3.13.

Нефтегазовый поток после замера и разгазирования в буферных емкостях, насосами по трубопроводу подается в подогреватели. После подогрева до 70°C нефть через узел учета направляется на ЦПН м/р Каламкас.

Дренаж из печи подогрева нефти производится в действующую дренажную систему.

В качестве топлива для подогревателя нефти используется нефтяной газ, поступающий с действующих газовых сепараторов ГС.

Подогреватель нефти снабжен системой контроля по давлению и температуре.

Характеристика оборудования представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15.

ПОДОГРЕВАТЕЛЬ НЕФТИ		
Номер оборудования		II
Наименование аппарата		ПП-0,63А
Тепловая мощность	Гкал/час	0,63
Производительность	Т/сут	1150
Расчетное давление	МПа	6.3
Расчетная температура	°С	70
Расход топливного газа	нм ³ /час	100
Номинальное давление газа перед горелкой	МПа	0,07-0.15
Габариты (длина, ширина, высота)	мм	10940x2520x9192
Масса аппарата	кг	13000
Количество	шт	3

Технологические трубопроводы.

Технологические трубопроводы при установке и замене оборудования на действующих площадках ГУ выполнены из стальных труб диаметрами 219x8,159x8 ,114x8, 89x5 и 57x4 по ГОСТ 8732-78 ст. В-20 в надземном варианте на низких опорах высотой 0.35-0.6м и в подземном варианте на глубине 0,8 - 1,0 м.

Согласно СН-527-80 трубопроводы площадок оборудования классифицируются:

Инв. № подп.	Подп. и дата
K-2025/02-00-	02.06.25
СНГ.ТХ	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-СНГ.ТХ	Лист
						39

- топливный газопровод - II категория;
- трубопроводы нефти - III категории;
- трубопроводы дренажа с насосов - III категории;
- трубопроводы дренажа с подогревателей - IV категории.

После завершения монтажных работ все технологические трубопроводы подлежат испытанию на прочность и герметичность, а сварныестыки трубопроводов контролю физическими методами.

Согласно СП РК 3.05-103-2014 минимальное число стыков, подлежащих контролю физическими методами для трубопроводов:

- II-категории равно 10% от общего количества стыков;
- III-категории равно 2% от общего количества стыков;
- IV -категории равно 1% от общего количества стыков.

Величина испытательного давления технологических трубопроводов:

- на прочность трубопроводов до 0,5МПа вкл. Рисп=1.5Рраб, но не менее 0,2МПа;
- на прочность трубопроводов выше 0,5МПа Рисп=1.25Рраб, но не менее 0,8МПа;
- на герметичность Рисп=Рраб.

Антикоррозионное покрытие оборудования - масляно-битумное, по ОСТ 6-10-426-79, в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов - эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76*, в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Проектом предусматривается тепловая изоляция трубопроводов и оборудования:

- тепловая изоляция трубопроводов диаметром до 100мм включительно - шнур
- теплоизоляционный из минеральной ваты марки 200 в оплётке из нити стеклянной, толщиной 60мм, ТУ 36-16-22-33-89;
- тепловая изоляция трубопроводов диаметром выше 100мм до 200мм включительно -
- маты минераловатные прошивные без обкладок марки 75, толщиной 60мм, ГОСТ 21880-94;
- тепловая изоляция фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром до 40мм включительно - шнур теплоизоляционный из минеральной ваты марки 200 в оплётке из нити стеклянной, толщиной 60мм, ТУ 36-16-22-33-89;
- тепловая изоляция фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром 50мм и выше - маты минераловатные прошивные 2М-100, толщиной 60мм, в обкладке из металлической сетки N 12,5-0,5, ГОСТ 21880-94.

Покровный слой тепловой изоляции - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19904-90: -фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром до 350мм включительно - 0.5 мм.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00- СНГ.ТХ	02.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

K-2025/02-00-СНГ.ТХ

Лист

40

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

ЗАВОДНЕНИЕ ПЛАСТОВ

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЗП	06.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Темирбаева	<i>Линь Кэ</i>			06.06.25
Пров.	Тлепов Р.Н.	<i>Линь Кэ</i>			06.06.25
Нач. отд.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>			06.06.25
Н. контр.	Тлепов Р.Н.	<i>Линь Кэ</i>			06.06.25
Утв.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>			06.06.25

К-2025/02-00-ЗП

Технологическая часть

Стадия Лист Листов
РП 40 4
ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

4.1. Заводнение пластов.

Подраздел «Заводнение пластов» рабочего проекта «Обустройство уплотняющих скважин месторождения Каламкас ХХIII очередь», разработан на основании задания на проектирование, технических условий, выданных заказчиком ПУ «КМГ» и топографических материалов представленных маркшейдерской службой АО «ММГ».

4.2. Объекты проектирования.

Состав сооружений:

- обустройство устья 5 нагнетательных скважин;
- нагнетательные линии;
- строительство БГ.

Согласно заданию, на проектирование объем закачиваемой в пласт воды по нагнетательным скважинам составляет 585 м³/сут.

Проектирование системы заводнения пластов выполнено в соответствии с ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов».

4.3. Обустройство устья нагнетательных скважин.

Всего в проекте рассматривается обустройство 5 новых нагнетательных скважин.

Тип устьевого оборудования скважин (арматура фонтанная АФК-1-65x21 или АНК-1-65x21), устанавливаемого на площадках нагнетательных скважин и его обвязка выполняется согласно проекта и «Типовой схемы обвязки устья нагнетательных скважин м/р Каламкас», утверждённой начальником ПУ «Каламкасмунайгаз» и согласованной с ФМВПФО «Ак-берен».

Технологическая обвязка устьев скважин включает монтаж обвязочного трубопровода Ø114x12мм, обратного клапана и задвижки.

Для регулирования подачи воды в скважину, на устье скважины устанавливается шаровый кран КШД-65x21-ХЛ-Ф со сменными дросселями.

В соответствии с СН 527-80 обвязочные трубопроводы в пределах устья скважин относятся к II категории группы В. Просвет стыков выполнить радиологическим методом. Объем контроля сварных соединений согласно СП РК 3.05-103-2014 для II категории составляет 10%. Давление испытания на прочность Рисп=1.25Рраб, но не менее 8,0МПа. Испытание проводить гидравлическим способом в течении 10 минут.

Тепловая изоляция надземных участков трубопроводов принята из минеральной ваты толщиной 60 мм. Обшивка – оцинкованные листы δ=0,5 мм.

4.4. Нагнетательные линии.

Технологическая схема высоконапорных водоводов

Пластовая вода от существующих БКНС под давлением до 9.0МПа подается по трубопроводам на существующие блоки гребенок (БГ) и по вновь запроектированным высоконапорным водоводам Ø100мм (4'') из стеклопластиковой трубы, распределяется по нагнетательным скважинам м/р Каламкас. Прокладка вновь запроектированных водоводов из стеклопластиковой трубы выполняется подземно в насыпях. На подходах к БГ за 5-10 м водовод выходит на поверхность и через комбинированный фланец - адаптер, стальными трубами соединяется с наземным оборудованием. Стальные трубопроводы монтируются из труб Ø114x12мм на низких опорах. Тепловая изоляция выполняется минеральными ватами толщиной t=60мм и оцинкованным листом t=0,5мм. На заболоченных участках при монтаже предусматривается отсыпка

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЗП	06.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ЗП

Лист

41

земляного полотна для удобства движения строительной техники и по окончании возведение обваловки.

В соответствии с заданием на проектирование, данным проектом предусматривается установка счетчика расхода закачиваемой воды. Расположение узла учета воды на площадке БГ выбирается эксплуатирующей организацией, но не более 5-10м от врезки.

Среднесуточный объем закачки воды на одну скважину принят 117 м³/сутки.

Прокладка нагнетательных линий

Нагнетательные линии предназначены для транспортировки воды от БГ до нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления.

Проектными решениями предусматривается строительство водоводов высокого давления диаметром Ø100мм (4") из стеклопластиковых труб по СТ ТОО 40047721-01-2009. Рабочее давление составляет до 8.0МПа.

Прокладка водоводов из стеклопластиковых труб предусмотрена в подземном исполнении. В пределах 5-10м нагнетательная линия на площадке БГ и у устья скважины, проектируется в надземном исполнении из стальных труб Ø114x12 мм. Соединения стальных и стеклопластиковых труб производится с помощью фланцевых соединений адаптеров. Надземный трубопровод у устья скважины теплоизолируется. Теплоизоляция - маты минераловатные прошивные по ГОСТ 21880-2011. Толщина 60 мм.

Глубина заложения 0,8 м до верха трубы, разработка траншеи до глубины 0,9 м.

Классификация нагнетательных линий согласно ВСН 51-3-85 категории III.

По окончании монтажа нагнетательные линии подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность. Согласно ВСН 005-88:

- давление испытания на прочность Рисп=1.25Рраб;
- давление испытания на герметичность Рисп=Рраб.

В местах пересечения с автодорогами нагнетательные линии заключаются в защитные кожуха ПЭ100 SDR21 315x15 по ГОСТ 18599-2001. На переходах через автомобильные дороги резьбовые соединения в пределах защитного кожуха и по одному стыку в обе стороны контролируются в 100% объеме.

Протяженность нагнетательных линий по скважинам представлена в таблице 4.1.

Таблица4.1.

№№п/п	Номера скважин	Способ прокладки	Место подключения	Длина, метры
ПК-37	8332	подземно	БГ на ГУ-4	1973,0
ПК-38	8327	подземно	БГ на ГУ-4	2179,0
ПК-39	8330	подземно	БГ на ГУ-24	1079,0
ПК-40	8333	подземно	БГ на ГУ-43	2355,0
ПК-59	8437	подземно	БГ на ГУ-69	1650,0
Всего:				9236,0

Общая протяжённость нагнетательных линий составляет: **9 236 м.**

4.5. Строительство блока гребенок.

Для перспективного подключения нагнетательных скважин данным проектом предусматривается строительство блоков напорный гребенки БГ.

Проектируемые водораспределительные блоки предназначены для приема воды с действующих БКНС и дальнейшего распределения воды к группе нагнетательных скважин для поддержания пластового давления.

Перечень устанавливаемых блоков гребенки см. таблицу 4.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата
К-2025/02-00-ЗП	06.06.25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист	42
					K-2025/02-00-ЗП	

Таблица4.2.

№№ п/п	№ пускового комплекса	Блок гребенки БГ	ГУ
1	ПК-57	БГ-4.1	ГУ-4
2	ПК-58	БГ-24.1	ГУ-24

БГ поставляется в полной заводской готовности собранный на одной раме в открытом исполнении. На раме размещаются трубопроводы с отключающими задвижками и оборудованы ультразвуковыми счетчиками для замера расхода технологической жидкости, закачиваемой в каждую нагнетательную скважину, а также приборы КИПиА.

Техническая характеристика блока гребенки приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3.

Водораспределительный блок открытого типа		
Обозначение		БГ21-12-0-250-100
Количество подключаемых скважин	шт.	12
Рабочее давление нагнетания	МПа	16
Условный проход трубопроводов:		
-приемного;	мм	250
-нагнетательного	мм	100
Измеритель расхода закачиваемой воды		METRAN-305 PR
Напряжение в сети вспомогательных электроустройств	В	24
Потребляемая мощность, не более	кВт	0,5
Габаритные размеры технологического блока:		
длина	мм	11900
ширина	мм	3000
высота	мм	2000
Масса, не более:	кг	8000
Количество	шт	2

Напорные коллекторы от БКНС до проектируемых БГ

Проектными решениями предусматривается строительство напорного коллектора от БКНС до проектируемого блока гребенки БГ-4.1, а также строительство напорного коллектора от БКНС до проектируемого блока гребенки БГ-24.1. Напорный коллектор от точки врезки до проектируемого БГ выполнен в надземном исполнении из стальных бесшовных труб Ø219x10мм по ГОСТ 8732-78.

Рабочее давление коллектора до 9,0МПа. Протяженность напорного коллектора составляет 30,7 м.

Согласно ВСН 51-3-85 напорные коллекторы относятся ко II категории.

Согласно ВСН 005-88 контроль сварных стыков стальных высоконапорных водоводов будет проводиться физическими методами в объеме 100%, из них 25% радиографическим, остальные магнитографическим или ультразвуковым методами.

По окончании монтажа напорного коллектора подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность. Согласно ВСН 005-88:

- давление испытания на прочность Рисп=1.25Рраб., продолжительность-12ч.;
- давление испытания на герметичность Рисп=Рраб., продолжительность-12ч.

Тепловая изоляция трубопроводов принята из минеральной ваты толщиной 60 мм. Обшивка – оцинкованные листы δ=0,5 мм.

При разработке проекта использовалась следующая нормативная документация:

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЗП	06.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ЗП	Лист

- СН РК 3.01-03-2011 и СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- ВСН 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»;
 - СН РК 4.02-02-2011 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
 - СП РК 4.02-102-2012 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов»;
 - СН РК 2.01-01-2013 «Задача строительных конструкций от коррозии».
 - СП РК 2.01-101-2013 «Задача строительных конструкций от коррозии».
 - ГОСТ 9.602-2016 «Подземные сооружения. Общие технологические требования. Единая система защиты от коррозии».
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утв. Министром по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЗП	06.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ЗП

Лист

44

2. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №	К-2025/02-00-АС					
			Иzm.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
К-2025/02-00-АС	16.06.25		Разраб.	Имангазиев	<i>Ман</i>	16.06.25		
			Пров.	Тлепов Р.Н.	<i>Ман</i>	16.06.25		
			Нач. отд.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>	16.06.25		
			Н. контр.	Тлепов Р.Н.	<i>Ман</i>	16.06.25		
			Утв.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>	16.06.25		

Архитектурно-строительные решения

Стадия	Лист	Листов
РП	44	15

ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

4.1 Введение

Архитектурно-строительной частью проекта "Обустройство уплотняющих скважин м/р Каламкас. XXIII очередь" предусматривается строительство:

- ✓ сооружений по обустройству добывающих и нагнетательных.

Объемно-планировочные и конструктивные решения определялись в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами, при этом в основу были принятые следующие нормативные документы – СП РК 2.04-01-2017, СН РК 3.02-24-2011, СП РК 5.03-107-2013, ВНТП-3.85. Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию сооружений.

4.2 Проектные решения

Район строительства характеризуется следующими условиями:

- ✓ средняя температура наружного воздуха Цельсий обеспеченностью 0,92 - 20 С;
- ✓ наиболее холодной пятидневки - 77 кгс/м²;
- ✓ нормативная ветровая нагрузка (СП РК ЕН 1991-1-4:2005/2011) - 80 кгс/м²;
- ✓ нормативная снеговая нагрузка (СП РК ЕН 1991-1-3:2003/2011) - IV Г
- ✓ район строительства - 6 баллов.
- ✓ сейсмичность района (СП РК 2.03-30-2017) - умеренные;
- ✓ по требованиям к дорожно – строительным материалам - соровье.
- ✓ по требованию к бетону

В процессе проектирования использовались материалы топографических съемок представленные маркшейдерской службой АО «ММГ».

По данным инженерных изысканий, поверхностным слоем повсеместно является супесь засоленная, просадочная. Мощность грунта 0,7-2,0м. Рельеф участка – ровный.

Супесь относится к просадочным грунтам, тип просадочности – 1.

Нормативная глубина промерзания грунтов по метеостанции Форт-Шевченко для супеси, песка-0,63м, для глин- 0,52м. Максимальная глубина промерзания почвы составляет- 1,26м. Грунтовые воды вскрыты на глубине 0,7-1,42 м от поверхности земли.

4.3 Объёмно-планировочные и конструктивные решения

4.3.1. Обустройство площадок скважин

В данном проекте предусмотрены следующие сооружения и строительные конструкции:

Добывающие скважины

- ✓ Площадка под передвижной агрегат;
- ✓ Площадка под трансформаторную подстанцию;
- ✓ Фундамент под станок-качалку;
- ✓ Колодец сбора утечек;
- ✓ Ограждение устья скважины.

Нагнетательные скважины

- ✓ Площадка под передвижной агрегат;
- ✓ Фундамент под трансформаторную подстанцию;
- ✓ Колодец сбора утечек.

Площадка под агрегат

Размер площадки в плане 3,8 x 12,0 м. Площадка запроектирована из дорожных плит ПО-16 (ДП-8). Плиты уложить на щебень, пролитый горячим битумом до полного насыщения толщиной 100мм.

Швы между плитами залить цементно - песчаным раствором М100. Боковые поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из раствора 40% битума в керосине.

Фундамент под станок-качалку

Фундамент под станок-качалку сборный из металлической рамы и сборных железобетонных дорожных плит ПО-16 (ДП-8) и бетонных блоков ФБС. Плиты уложить на утрамбованное основание из щебня толщиной 100мм, пропитанное битумом, металлическую раму обетонить и смонтировать блоки ФБС, оставляя штробу для крепления к раме анкерных болтов при установке станка-качалки.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-АС	16.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-АС

Лист

45

Якоря ветровых и грузовых оттяжек

Якоря ветровых и грузовых оттяжек данным проектом не рассматриваются, по причине того, что на промыслах при проведении подземного и капитального ремонта скважин используются инвентарные винтовые якоря, которые после завершения работ демонтируются.

Основание трансформаторной подстанции КТПНД

Основание выполнено из металлопроката и бетонных фундаментов. В основании фундаментов предусмотрен щебень, пролитый горячим битумом толщиной 50мм. Боковые поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза по грунтовке из раствора 40% битума в бензине.

Колодец сбора утечек

Колодец сбора утечек предназначен для сбора возможных утечек от оборудования расположенного на площадке скважины, при проведении ремонта. Ремонт оборудования скважины проводится по мере необходимости, но не более 1 раз в год. Колодец выполнен из сборных железобетонных стеновых колец КЦ-20-6. Днище и перекрытие колодца выполнены из железобетонных плит КЦД-20 и КЦП1-20-1 соответственно. На плите перекрытия для осмотра, предусматривается чугунный люк по ГОСТ 3634-99

Устьевой приемник

Устьевой приемник запроектирован прямоугольной формы в плане с габаритными размерами 1,2м x 1,2м глубиной 0,5м. Стены из стального листа t=5мм, дно из бетона кл.В15 толщиной 100мм. Крышка выполнена съемной из просечно-вытяжного листа ПВ 510 по ТУ 36.26.11-5-89.

Ограждение устья скважины

Конструкция ограждения устья скважины представлена в виде сетчатых панелей ПМ-1, ПМ-2, ПМ-3 и калиткой ПК-1, с затвором, габаритами в плане 3.0x7.5м, выполненных из уголков N4 и арматуры диаметром 10 мм, устроенные на стойки (СТ) из труб диаметром 57x3.5мм. Высота ограждения составляет 1.6 метра. Для удобства выполнения работ по подземному и капитальному ремонту скважин, предусмотрена разборная конструкция ограждения. Фундаменты под стойки ограждения не требуются, поскольку ограждение выполнено переносного типа, для мобильной доступности персонала и транспорта. Стойки (СТ) ограждающих конструкций опираются на основание, выполненное крестообразным видом, выполненные из труб 57x3.5 мм по ГОСТ 8732-78. Материал металлических конструкций - сталь марки В40Х по ГОСТ 32528-2013, сталь марки Ст3сп3 по ГОСТ 14637-89, сталь марки Ст3сп-1 и Ст3сп-1-II по ГОСТ 535-2005. Сварку металлических конструкций производить согласно требованиям по ГОСТ 14098-2014, ГОСТ 9467-75, ГОСТ 15878-79. Металлоконструкции окрасить эмалевой краской ПФ-115 (ГОСТ 6465-78*) по грунту из лака ГФ-021 (ГОСТ 25129-2020) в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013.

4.3.2. Строительство ЗУ-4, ЗУ-26Б

При строительстве замерной установки ЗУ-24, предусмотрены следующие сооружения и строительные конструкции:

- ✓ Площадка измерительной установки ИУ;
- ✓ Площадка аппаратурного блока;
- ✓ Площадка дренажной емкости;
- ✓ Площадка КТПН
- ✓ Ограждение ЗУ.

Площадка ИУ

Площадка принята прямоугольной в плане, с габаритными размерами в осях 5.0x8.0(м). Площадка выполнена с покрытием из монолитного бетона класса В12.5, с окантовкой согласно ВНТП 3-85, из бортового камня БР100.30.15.Блочная ИУ опирается на площадку из дорожных плит ДП8-2, с размерами плиты 1.5x3x0.16м, с монолитным участком из бетона класса В12.5. Для сбора дождевых и талых вод на площадке предусмотрен приемник диаметром 840мм.

В основании площадки предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм. Под технологические трубопроводы запроектированы железобетонные опоры из бетона кл.В15. В основании фундаментов предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм.Бетонирование поверхности площадки выполняется после устройства фундаментов под опоры трубопроводов.

Площадка аппаратурного блока

Площадка принята прямоугольной в плане, с габаритными размерами в осях 6.5x4.0(м).

Площадка выполнена с покрытием из монолитного бетона класса В12.5, с окантовкой согласно ВНТП 3-85, из бортового камня БР100.30.15. Блок опирается на площадку из дорожных плит ДП8-

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-АС	16.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-АС

Лист

46

2, с размерами плиты 1.5x3x0.16м. В основании площадки предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм.

Под технологические трубопроводы запроектированы железобетонные опоры из бетона кл.В15. В основании фундаментов предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм.

Площадка подземной дренажной емкости Т-1

Площадка принята прямоугольной в плане, с габаритными размерами в осях 4.0x5.5 (м). Площадь застройки 22.0м2. Площадка выполнена с покрытием из монолитного бетона класса В12.5, с окантовкой согласно ВНТП 3-85, из бортового камня БР100.30.15. Для сбора дождевых и талых вод на площадке предусмотрен приемник диаметром 840мм.

В основании площадки предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм.

Дренажная емкость устанавливается подземно на подушку из песчано-гравийной смеси.

Под технологические трубопроводы запроектированы железобетонные опоры из бетона кл.В15. В основании фундаментов предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм.

Фундамент под КТПН

Металлический шкаф с размерами в плане 1.5x1.8(м). Опирается шкаф на столбчатые фундаменты из ФБС 24.4.6-Т, согласно по ГОСТ 13579-78, в 2 ряда. В основании фундаментов предусмотрена бетонная подготовка (подушка) класса В3.5, толщиной 100мм. В основании фундамента предусмотрено устройство щебеночной подготовки толщиной 100мм.

4.4 Специальные мероприятия

Бетон для бетонных конструкций выполнить на сульфатостойком портландцементе, ввиду сульфатной агрессии грунтов по отношению к бетонам нормальной плотности.

Под бетонными конструкциями предусматривается щебеночная подготовка толщиной 100 или 50мм пропитанная битумом. Все боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за два раза по грунтовке из 40 % раствора битума в керосине.

Металлические элементы конструкций окрашиваются масляной краской по ГОСТ 8292-85 в 2 слоя по грунту в 1 слой в соответствии со СП РК 2.01-101-2013.

4.5 Указания по производству работ в зимнее время

При производстве работ в зимних условиях следует руководствоваться указаниями:

- ✓ СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
- ✓ СП РК 5.03-107-2013 «Несущие и ограждающие конструкции».

При этом необходимо предусмотреть засыпку пазух фундаментов талым грунтом.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-АС	16.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-АС

Лист

47

5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЕ

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №	К-2025/02-00-ЭС					
			Иzm.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25		Разраб.	Утешов Н				12.06.25
			Пров.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
			Нач. отд.	Линь Кэ				12.06.25
			Н. контр.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
			Утв.	Линь Кэ				12.06.25

Электроснабжение, электроборудование

Стадия	Лист	Листов
РП	59	6

ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

5.1 Основания для проектирования

Раздел «Электроснабжение и электрооборудование» разработан на основании задания на проектирование выданное АО «ММГ», технологической части проекта, технических условий по электроснабжению проектируемых объектов, выданные Производственным Департаментом АО «ММГ» от 14. 10. 2025г. за №13.04/37245-С3, от 14. 10. 2025г. за №13.04/37242-С3, от 03.10. 2025г. за №13.04/35980 -С3, от 30.09. 2025г. за №13.04/35471-С3, от 30.09. 2025г. за №13.04/35473-С3, от 30.09. 2025г. за №13.04/35469-С3, от 03.10. 2025г. за №13.04/35977-С3, от 03.10. 2025г. за №13.04/35974-С3, Рабочий проект разработан с учетом природных и климатических условий месторождения Каламкас. Все технические решения приняты и разработаны в соответствии с нормативными техническими документами, действующими на территории Республики Казахстан.

Раздел разрабатывался на основании следующей нормативной документации:

- ✓ «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан» (ПУЭ РК);
- ✓ «Электротехнические устройства» (СН РК 4.04-07-2023);
- ✓ «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа

и воды нефтяных месторождений» (ВНТП 3-85);

- ✓ «Прокладка кабеля напряжением до 35 кВ в траншеях» (А5-92);
- ✓ «Защитное заземление и зануление электрооборудования до 1000В» (А10-93);
- ✓ «Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ. Выпуск 1. Опоры на базе железобетонных стоек длиной 10,5м» (3.407.1-143);
- ✓ - Одноцепные, двухцепные железобетонные опоры ВЛ3 6-20кВ с проводами СИП-3 и применением линейной арматуры ООО "Нилед" (Шифр 12.019);

5.2 Основные проектные решения

Месторождение Каламкас – действующее.

Проектными решениями предусматривается разработка электроснабжения и электрооборудования следующих объектов:

- ✓ электроснабжения 40-и уплотняющих скважин; (ПК-1...ПК-40)
- ✓ установка ИУ «МЕРА-ММ» на действующих ЗУ-6, ЗУ-39, ЗУ-56, (ПК-41...ПК-43)
- ✓ электроснабжения замерной установки (ЗУ-4, ЗУ-26Б); (ПК-44, ПК-45)
- ✓ установка насосов ЦНСНт 105-147 на действующих ГУ; (ПК-46....ПК-53)
- ✓ установка дополнительных подогревателей нефти ПП-0,63А на действующих ГУ (ПК-53...ПК-56)
- ✓ установка блока гребенки БГ на действующих ГУ (ПК-57, ПК-58)

5.3 Проектные решения по уплотняющим скважинам. (ПК-1...ПК-40)

Проектными решениями предусматривается;

- ✓ электроснабжения 36-и добывающих скважин с станком качалки; (ПК-1...ПК-36)
- ✓ электроснабжения 4-х нагнетательных скважин; (ПК-37...ПК-40)

Электроснабжение новых скважин производится от проектируемых и действующих промысловых ВЛ-6 кВ путем строительства отпайки и от существующих КТПНД с заменой трансформатора. Для строительства ВЛ3-6 кВ применяются опоры из железобетонных стоек марки СВ105-5, провод марки СИП-3 1-35мм², изоляторы типа ШФ20УО, SML70/20.

Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии производится с целью выполнения схемы электроснабжения и определения суммарной нагрузки.

Основными потребителями электроэнергии являются:

- ✓ в добывающих скважинах с станком качалки – электродвигатель Ру=18,5 кВт.

Категория надежности электроснабжения – III степени.

Расчет нагрузки одной скважины с станком качалки

Поз.	Потребители	P _y , кВт	Кол.	Кспр.	Кмощн.	P _p , кВт	Q _p , квар
1	Электродвигатель скважины, прочие	18,5	1	0,9	0.8	16,65	13,32

Инв. № подп.	Подп. и дата	12.06.25
К-2025/02-00-ЭС		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	K-2025/02-00-ЭС	Лист	60
------	------	----------	-------	------	-----------------	------	----

Расчет нагрузок – 36-и добывающих скважин с станком качалки

Поз.	Потребители	P _y , кВт	Кол.	Кспр.	Кмошн.	P _p , кВт	Q _p , квр
1	Электродвигатель скважины, прочие нагрузки	666,0	36	0.9	0.8	599,4	479,5

Итого на 36 скважинах: Ру=666,0 кВт; Рр=599,4 кВт; Qр=479,5 квр;

Годовое потребление при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов: W_э = Рр x Tmax = 599,4 x 6500 = 3 896 100 кВт*час

Расчет нагрузок -4 нагнетательных скважин

Так как вновь пробуренные нагнетательные скважины в начальный период будут работать, как добывающие, то они обеспечиваются электроэнергией.

Поз.	Потребители	P _y , кВт	Кол.	Кспр.	Кмошн.	P _p , кВт	Q _p , квр
1	Электродвигатель скважины, прочие нагрузки	74,0	4	0.9	0.8	66,6	53,28

Итого на 8 скважинах: Ру=74,0 кВт; Рр=66,6 кВт; Qр=53,28 квр;

Годовое потребление при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов: W_э = Рр x Tmax = 66,6 x 6500 = 432 900 кВт*час

Точка подключения 40-и скважин к существующий ВЛ-6 кВ

п/п	№№ Скважин	№ РП-6кв	№ Яч.	№ Опор отпайки	Проектируемый КТПНД.	Протяженность ВЛЗ-6кВ ВЛИ-0.4кВ.	Примечание
1	8324	ПС-35/6 кВ №4	209	УА53	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 220 м	
2	8320	4-3	19	A28	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 155 м	
3	8183	4-3	18	33	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 215 м	
4	8326	4-3	6	УА18	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 65 м	КЛ-6кВ – 70 м
5	8154	4-2	15	A19	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 32 м	
6	8268	4-3	5	УА36/11	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 220 м	
7	8213	2-7	19	76	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 145 м	
8	8215	2-7	19	66	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 165 м	
9	8306	2-7	19	63	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 155 м	
10	8675	2-7	19	61/5	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 90 м	
11	8285	2-7	19	61	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 520 м	
12	8127	2-9	207	29	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 150 м	
13	8216	2-5	18	34	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 255 м	
14	8227	2-5	18	38	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 365 м	
15	8156	2-7	4	41	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 52 м	
16	8191	2-7	3	17/13	40/6/0.4кВ	ВЛЗ-6кВ – 15 м	

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ЭС	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ЭС	Лист
						61

Инв. № подп.	Подп. и дата
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25

17	8212	2-7	3	17/5	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 115 м	
18	8281	2-6	21	30	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 195 м	
19	8291	2-6	14	17	63/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 45 м	
20	8292	2-6	13	13	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 60 м	
21	8264	Сущ. КТПНД-63/6/0.4 кВ					Скв. №8291
22	8308	1-4	3	33	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 92 м	
23	8168	Сущ. КТПНД-63/6/0.4 кВ					Скв. №8242
24	8242	1-5	6	19	63/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 215 м	
25	8182	3-1	15	68	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 15 м	
26	8309	3-1	15	64	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 215 м	
27	8316	Сущ. КТПНД-6/0.4 кВ			ТМГ-63/6/0.4кВ		Скв. №2566
28	8322	3-1	3	62/9	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 15 м	
29	8317	3-1	2	УА61/3	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 445 м	
30	8323	3-1	3	62/5	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 95 м	
31	8674	2-2	4	74/6	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 60 м	
32	8150	Сущ. КТПНД-6/0.4 кВ			ТМГ-63/6/0.4кВ		Скв. №1088
33	8231	2-2	4	УА74/1	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 675 м	
34	10108	2-2		4	25	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 852 м
35	10109	3-3		0	24	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 112 м
36	8149	2-2		2	17/4	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 175 м
37	8332	2-7		9	1 УА80	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 350 м
38	8327	2-7		9	1 74	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 365 м
39	8330	2-7		4	14	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 85 м
40	8333	1-5		6	УА30/6	40/6/0.4кВ	ВЛ3-6кВ – 515 м
Общая протяженность ВЛ3-6 кВ СИП-3 1x35 мм ² – 7 515 м.							
Общая протяженность КЛ-6 кВ ПвП-6кВ 3x35 мм ² – 70 м.							

Переустройства электроснабжения для проектирования скважин № 8213 (ПК-7), № 8215 (ПК-8), № 8306 (ПК-9), № 8675 (ПК-10), № 8285 (ПК-11);

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ЭС	Лист
62						

- Строительство одноцепной линии ВЛ3-6 кВ, типа СИП-3 сечением 1x50 мм² от резервной ячейки №19 РП-6 кВ №2-7 до существующей промежуточной опоры №62 существующей ВЛ3-6 кВ яч. №18 РП-6 кВ №2-5. Протяженность L=1010 м.
- Прокладка кабельной линии КЛ-6 кВ марки ПвП-6 кВ сечением 3x50 мм² от яч. №19 РП-6 кВ №2-7 до проектируемой анкерной опоре А1. Протяженность L=40 м.
- Демонтировать ВЛ3-6 кВ между анкерной опорой №А62 и промежуточной опорой №61 яч. №18 РП-6 кВ №2-5. Протяженность L=45 м.
- Промежуточную опору №61 переустановить на угловую анкерную опору №УА61.
- Промежуточную опру №62 переустановить на ответительную анкерную опру «ОА62.

Переходы проектируемой ВЛ3-6 кВ через существующие автодороги и коммуникации выполнены согласно расчетам.

Средний пролет между опорами ВЛ3-6 кВ -50 м. Первая и концевая опоры вновь строящихся ВЛ3-6 кВ, проектируются анкерными. На концевых опорах предусмотрена установка линейных разъединителей типа РЛНД-10/400 А.

Для питания скважин предусмотрены комплектные трансформаторные подстанции мощностью – 40 кВа, 100 кВа КТПНД-6/0.4 кВ.

КТПНД-6/0.4 кВ устанавливаются на площадки обслуживания, на расстоянии не менее 30 м от устья скважин.

Управление станком-качалкой осуществляется от блока управления скважин БУС (шкаф управления), поставляемого комплектно.

Заземление КТПНД-6/0.4 кВ выполняется из стальной трубы диаметром Ø76 мм длинной L-3 м и соединительной полосовой сталью 4x40 мм, проложенной по дну траншеи глубиной -0.8 м.

Протяженность проектируемых ВЛ3-6 кВ

СИП-3 1x50 мм² – 1 010 м.

СИП-3 1x35 мм² – 7 515 м.

Протяженность проектируемых КЛ-6 кВ

ПвП 3x50 мм² – 40 м.

ПвП 3x35 мм² – 70 м.

Силовая сеть станка-качалки и винтового насоса, выполняется силовым кабелем марки АВБбШв с сечением жил 3x25+1x16 мм² и 3x35+1x25 мм² прокладываемым в земле в траншее на глубине 0,7 м.

Предусмотрено электроосвещение площадок станков - качалок с помощью взрывозащищенного светодиодного светильника типа СГЖ01-20СЦ-220АС/Т, установленного на площадке БУС (блок управления скважин). Управление светильником СГЖ01-20СЦ-220АС/Т осуществляется от фотореле типа ФРЛ-01.

Электроосвещение площадок замерной установки ЗУ-43 предусмотрено с помощью прожекторной мачты с установленными тремя светодиодными светильниками типа СДО-3-200. Управление прожекторной мачты осуществляется от фотореле уличного освещения щита освещения типа ЯУО-9602, установленного на прожекторной мачте.

При производстве КРС или ПРС применяются инвентарные прожекторные светильники, которыми оснащены ремонтные бригады.

Защитные мероприятия

Предусматривает защитные меры электробезопасности в объеме предусмотренных главами ПУЭ РК. Для защиты персонала от поражения электрическим током проект предусматривает мероприятия по занулению, защитному заземлению, защите от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений, защите от статического электричества.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, площадок скважин, металлические строительные конструкции для установки КТПНД, рама станка –качалки подлежать надежному заземлению и присоединению к заземляющему устройству не менее чем в двух точках.

Воздушные линии электропередачи запроектированы на типовых унифицированных опорах, не допускающих производство ремонтных работ без снятия напряжения. Опоры ВЛ обслуживаются с автовышек. Все опоры ВЛ-6 кВ подлежать заземлению.

Заземляющее устройство выполняется из полосовой стали 40x4 мм и стальной трубы Ø76x3.5мм, L=2,5м.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ЭС

Лист

63

Заземляющее устройство концевой опоры ВЛ-6 кВ присоединяется к контуру заземления комплектной трансформаторной подстанции площадок.

Электрооборудование устанавливаемое на концевых опорах заземлить путем присоединения сваркой полосовой стали сечением 4х40 мм к контуру КТПНД-6/0.4 кВ. Сопротивление заземляющих устройств КТПНД должно быть не более 4 Ом, ВЛ-6 кВ - 30 Ом.

5.4. Проектные решения по электрооборудованию установки ИУ «МЕРА-ММ» ГУ-6, ГУ-39, ГУ-56 (ПК-41...ПК-43)

В связи с установки в ГУ-6, ГУ-39, ГУ-56 дополнительного установки ИУ «МЕРА» электропитания электроснабжение силового шкафа «МЕРА-ММ» мощностью Р=10 кВт, предусматривается от дополнительно установленного автоматического выключателя в существующем распределительном пункте ПР1, расположенного в здании операторной ГУ в электроцеховом помещении.

Управление измерительной установки «МЕРА-ММ» рассматривается в разделе АТХ.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления не более 4 Ом. Заземляющее устройство выполняется из полосовой стали - 40х40мм и из стальной трубы Ф76х3.5 мм. Все соединения устройства заземления выполнить сваркой и покрыть битумным лаком для защиты от коррозии.

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 "Устройство молниезащиты зданий и сооружений" все технологические и вспомогательные установки со взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой по II категории; технологические аппараты на площадках присоединить к контуру заземления не менее чем в двух точках.

Заземление всех технологических установок и трубопроводов обеспечивает так же защиту от вторичных проявлений молний и защиту от статического электричества; на всех протяженных параллельно проложенных трубопроводах, при их сближении менее, чем на 100мм выполнить металлические перемычки.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с ПУЭ РК, СН РК 4.04-07-2023 "Электротехнические устройства".

5.5. Проектные решения по электрооборудованию ЗУ-4 (ПК-44), ЗУ-26Б (ПК-45)

Проектными решениями предусматривается;

Проектом предусмотрено обеспечение электроэнергией площадок замерных установок ЗУ-4, ЗУ-26Б от проектируемой комплектной трансформаторной подстанции наружной установки типа КТПНД-6/0,4кВ с масляным трансформатором мощностью 25кВА.

Для строительства ВЛЗ-6 кВ применяются опоры из железобетонных стоек марки СВ105-5, провод марки СИП-3 1-35мм², изоляторы типа ШФ20УО, SML70/20.

Электроснабжение проектируемых ЗУ осуществляется по третьей категории электроснабжения.

Расчет нагрузки ЗУ

Ру=11,12 кВт; Рр=11,12 кВт - одного ЗУ

Годовое потребление при годовом числе использования максимума нагрузки 6500 часов: W_э = Рр x Tmax = 22,4 x 6500 = 145 600 кВт*час

Точки подключения ЗУ к существующим ВЛ-6 кВ:

п/п	№№ Скважин	№ РП-6 кв	№ Яч.	№ Опор отпайки	Проектируемый КТПД.	Протяженность ВЛЗ-6 кВ ВЛИ-0.4 кВ.	Примечание
44	ЗУ-4	2-5	18	52	25/6/0.4 кВ.	ВЛЗ-6кВ – 110 м	
45	ЗУ-26Б	4-3	5	37	25/6/0.4 кВ.	ВЛЗ-6кВ – 100 м	
Общая протяженность ВЛЗ-6 кВ СИП-3 1x35 мм ² – 210 м.							

Распределение электрической энергии на напряжение 0,4кВ основных технологических электроприемников на площадке ЗУ-4, ЗУ26Б предусматривается от проектируемых КТПНД-

Инв. № подп.	Подп. и дата
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ЭС

Лист

64

25/6/0,4кВ, щита питания и силового шкафа расположенных в блоке местной автоматики ИУ «Мера-ММ» (БМА).

Управление замерных установок ЗУ-4, ЗУ26Б осуществляется от боксов для установки автоматических выключателей установленной в блоке местной автоматики ИУ «Мера-ММ» (БМА). (смотри ЭО)

В случае отсутствия электропитания подаваемого по линиям проектируемой КТПНД-6/0,4кВ электроснабжение оборудования КИП проектируемых блоков автоматики и технологических блоков на площадках ЗУ автоматически переводится на электроснабжение от блоков аварийного питания АПС, поставляемых в комплекте ИУ «Мера-ММ».

Основными электроприемниками на площадках ЗУ-4, ЗУ26Б являются технологический блок ИУ «Мера-ММ», оборудование блока местной автоматики (БМА) и наружное мачтовое освещение и дополнительное оборудование КИПиА, т.е шкаф сигнализации уровня

Наружное освещение площадок ЗУ-4, ЗУ26Б предусмотрено от прожекторной мачты МП1 с 3-мя светодиодными светильниками типа СДО-3-200 мощностью 200Вт.

Защитные мероприятия.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления не более 4 Ом. Заземляющее устройство выполняется из полосовой стали 40х4 мм и стальной трубы Ф76х3,5мм, L=2,5м. Все соединения устройства выполнить электросваркой и покрыть битумным лаком для защиты от коррозии. Все технологические аппараты на площадках замерных установок присоединяются к контуру заземления не менее чем в двух точках.

В соответствии с СП РК 2.04-103 2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений» все технологические и вспомогательные установки со взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой по II категории

Силовая сеть замерной установки ЗУ-4, ЗУ26Б выполняется силовым кабелем марки ВБбШв-0,66 с сечением 5х4 мм² и 5х2,5 мм² прокладываемым в земле в траншее на глубине 0,7 м.

5.6. Проектные решения по установке насосов ЦНС на групповых установках ГУ-63, ГУ-64, ГУ-36, ГУ-47, ГУ-56, ГУ-69, ГУ-24 ГУ-4 (ПК-48...ПК-53).

Проектными решениями предусматривается;

Электроснабжение проектируемых групповых (ГУ) осуществляется по второй категории электроснабжения.

Для увеличения производительности по откачке нефти с групповых установок в систему сбора нефти на ГУ-63, ГУ-64, ГУ-36, ГУ-47, ГУ-56, ГУ-69, ГУ-24 ГУ-4 предусмотрена замена существующих насосов НБ-125 с электродвигателями 75кВт на насосы ЦНСнА 105-147 с взрывозащищенными электродвигателями ВА280S2, вид электрозащиты IExde11BT4, мощностью 110 кВт.

• Электроснабжение ГУ-63 производиться от существующих КТПН-400/6/0.4кВ №1 яч.№113 ПС-4 и КТПН-400/6/0.4кВ №2 яч.№207 ПС-4.

Мощность групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=303,8 кВт, Рр=118,8 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4 кВт

• Электроснабжение ГУ-64 производиться от существующих КТПН-400/6/0.4кВ №1 яч.№211 ПС-4 и КТПН-400/6/0.4кВ №2 яч.№109 ПС-4.

Мощность групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=303,8 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4 кВт

• Электроснабжение ГУ-36 производиться от существующих КТПН-250/6/0.4кВ №1 яч.№21 РП-9 и КТПН-250/6/0.4кВ №2 яч.№12 ПС-35/бкВ «Запад»

Мощность групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=320,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№2 Ру=224,4 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4 кВт

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ЭС

Лист

65

• Электроснабжение ГУ-47 производиться от существующих КТПН-160/6/0.4кВ №1 яч.№21 РП 2-7 и КТПН-160/6/0.4кВ №2 яч.№2 РП 2-7.

Мощность групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=189,4 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4 кВт

• Электроснабжение ГУ-56 производиться от существующих КТПН-250/6/0.4кВ №1 яч.№3 РП 4-2 и КТПН-250/6/0.4кВ №2 яч.№16 РП 4-2.

Мощность каждой групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=189,4 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4кВт

• Электроснабжение ГУ-69 производиться от существующих КТПН-250/6/0.4кВ №1 яч.№20 РП 4-3 и КТПН-250/6/0.4кВ №2 яч.№5 РП 4-3.

Мощность каждой групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=189,4 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4кВт

• Электроснабжение ГУ-24 производиться от существующих КТПН-250/6/0.4кВ №1 яч.№5 РП 2-7 и КТПН-250/6/0.4кВ №2 яч.№20 РП 2-7.

Мощность каждой групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=189,4 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4кВт

• Электроснабжение ГУ-4 производиться от существующих КТПН-250/6/0.4кВ №1 яч.№2 РП 2-7 и КТПН-250/6/0.4кВ №21 яч.№20 РП 2-7.

Мощность каждой групповой установки после замены насосов составляет:

- КТП-№1 Ру=189,4 кВт, Рр=114,4 кВт
- КТП-№2 Ру=245,0 кВт, Рр=158,0 кВт
- КТП-№1,2 Рав=272,4кВт

В связи с увеличением энергопотребления для нормального обеспечения электроэнергией площадок ГУ, рабочим проектом предусматривается замена;

- ГУ-56, ГУ-4, ГУ-36 в существующих КТПН-6/0.4 кВ №1,2 силовые трансформаторы 250 кВА на силовые трансформаторы 400 кВА.

- ГУ-47 в существующих КТПН-6/0.4 кВ №1,2 силовые трансформаторы 160 кВА на силовые трансформаторы 400 кВА.

- ГУ-69, ГУ-24 замена существующих КТПН-250/6/0.4 кВ №1,2 на КТПН-400/6/0.4 кВ №1,2.

- ГУ-69, ГУ-24 замена концевых анкерных опор с РЛНД-10/400А и провод от РЛНД-10/400А до КТПН-6/0.4 кВ

- Замена существующих высоковольтных предохранителей ПК-50 на ПКТ-80.

В КТПН-1,2 предусмотрена замена автоматических включателей согласно однолинейной схемы (см. лист 2 ЭО).

Для управления электроприводами проектируемых насосов проектом предусмотрено блочно-модульное здание (БМЗ) в состав которого входят:

- два (один) шкафа управления электроприводами проектируемых насосов с частотными преобразователями;
- два (один) шкафа управления электроприводными задвижками ЭПЗ-1 и ЭПЗ-2;
- шкаф собственных нужд ШСН;

Блочно-модульное здание (БМЗ) поступает полной заводской готовности.

Управление электроприводами проектируемых насосов и электроприводными задвижками ЭПЗ-1 и ЭПЗ-2 проектом предусматривается от шкафа СУГУ-2 или существующих шкафов управления групповых ШКУ в операторной (см. раздел АТХ) как в автоматическом, так и в дистанционном (ручном) режимах, из БМЗ со шкафов управления ШУ-ЧРП-1,2 и ШУ-ЭПЗ-1,2, а так же по месту с кнопочных постов управления.

Инв. № подп.	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ЭС	Лист
						66

Проектом предусмотрена замена секционного кабеля между существующими КТПН-№1,2, замена и прокладка силовых кабелей до проектируемой блочно-модульной здании (БМЗ), а так же кабелей от БМЗ до электроприводов насосов Н-1,2, в связи с увеличением мощности электроприводов.

Прокладка магистральных и распределительных сетей 0,4 кВ выполняется кабелями марки ВББШв-0,66 кВ, ВВГ-0,66 кВ, КГ-0,66 кВ.

Кабели по территории площадки ГУ прокладываются по существующим, проектируемым эстакадам, а также в существующих и проектируемых трубных кабельных эстакадах.

Все проводники выбираются по пропускной способности с учетом необходимого 25 % резерва по величине допустимого тока нагрузки и для повышения термической стойкости кабеля к токам короткого замыкания. При выборе типа и марки кабеля выполнены расчеты на соответствие тока нагрузки и его сечения и на отклонение напряжения от номинального в нормальном и послеаварийном режимах.

Для нормального режима падение напряжения не должно превышать 5 % от номинального напряжения. Падение напряжения для электродвигателей при их запуске не должно превышать 20 % от номинального.

Защитные мероприятия.

Рабочий проект предусматривает защитные меры электробезопасности в объеме предусмотренному ПУЭ РК. Для защиты персонала от поражения электрическим током проект предусматривает мероприятия по занулению, защитному заземлению, защите от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений, защите от статического электричества.

Все металлические нетоковедущие части проектируемого электрооборудования подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления не более 4 Ом. Заземляющее устройство выполняется из полосовой стали - 40x40мм и стальной трубы Ф76x3.5мм, L=2,5м.

Все соединения устройства заземления выполнить сваркой и покрыть битумным лаком для защиты от коррозии.

Защита от прямых ударов и вторичных проявлений молнии, статического электричества обеспечивается путем присоединения технологического оборудования к заземляющим контурам площадки.

5.7 Проектные решения по установка дополнительных подогревателей нефти ПП-0,63А на действующих ГУ-4, ГУ-24, ГУ-25 (ПК-54...ПК-56).

Проектными решениями предусматривается;

В связи с установки в ГУ-5, ГУ-16, ГУ-17 дополнительного подогревателя ПП-0.63 электропитания электроснабжение ПП-0.63 рассматривается в разделе АТХ.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления не более 4 Ом. Заземляющее устройство выполняется из полосовой стали - 40x40мм и из стальной трубы Ф76x3.5 мм. Все соединения устройства заземления выполнить сваркой и покрыть битумным лаком для защиты от коррозии.

В соответствии с СП РК 2.04-103-2013 "Устройство молниезащиты зданий и сооружений" все технологические и вспомогательные установки со взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой по II категории; технологические аппараты на площадках присоединить к контуру заземления не менее чем в двух точках.

Заземление всех технологических установок и трубопроводов обеспечивает так же защиту от вторичных проявлений молний и защиту от статического электричества; на всех протяженных параллельно проложенных трубопроводах, при их сближении менее, чем на 100мм выполнить металлические перемычки.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с ПУЭ РК, СН РК 4.04-07-2023 "Электротехнические устройства".

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ЭС

Лист

67

5.8. Проектные решения по установке блока гребенки БГ-4.1, БГ-24.1 (ПК-57, ПК-58).

Установленная мощность проектируемой блока гребенки БГ составляет Ру=0,8 кВт.

Электроснабжения проектируемых блоков гребенки осуществляется от существующих КТПН-6/0.4кВ, путем строительства отпайки КЛ-0.4кВ от РУ-0.4кВ. В существующем КТПН-6/0.4кВ, установить дополнительный автоматический выключатель. От КТПН-6/0.4кВ до ШС-0.4кВ БГ проложить силовой кабель марки ВВГ-0.66 3х2,5+1х1,5мм², в трубном надземном кабельном эстакаде (стойки смотри АС).

- Блока гребенки БГ-4.1 осуществляется от существующего КТПН-6/0.4кВ №1 ГУ-4.
- Блока гребенки БГ-24.1 осуществляется от существующего КТПН-6/0.4кВ №2 ГУ-24.

Защитные мероприятия.

Предусматривает защитные меры электробезопасности в объеме предусмотренном ПУЭ РК. Для защиты персонала от поражения электрическим током проект предусматривает мероприятия по занулению, защитному заземлению, защите от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений, защите от статического электричества.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления не более 4 Ом.

Заземляющее устройство выполняется из полосовой стали 40х4мм и из стальной трубы Ф76х3.5 мм. Все соединения устройства выполнить электросваркой и покрыть битумным лаком для защиты от коррозии. Все технологические аппараты на площадках замерных установок присоединяются к контуру заземления не менее чем в двух точках.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ЭС	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ЭС

Лист

68

6. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-АТХ	12.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сахипов Р				12.06.25
Пров.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
Нач. отд.	Линь Кэ		Линь Кэ		12.06.25
Н. контр.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
Утв.	Линь Кэ		Линь Кэ		12.06.25

К-2025/02-00-АТХ

Автоматизация технологических
процессов

Стадия	Лист	Листов
РП	65	3

ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

6.1 Общая часть

Раздел рабочего проекта «Автоматизация технологических процессов» разработан на основании задания на проектирование, технологической части проекта, технической документации на технологическое оборудование и с учетом опыта проектирования обустройства нефтяных месторождений.

Все технические решения приняты и разработаны в соответствии с нормативными техническими документами, действующими на территории Республики Казахстан:

- ✓ ГОСТ 21.408-2013 - «СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- ✓ ГОСТ 21.208-2013 – «Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- ✓ ГОСТ 21.210-2014 – «Изображения условные графические электрооборудования и проводок на планах»;
- ✓ СН РК 4.02-03-2012 – «Системы автоматизации»;
- ✓ СП РК 4.02-103-2012 – «Системы автоматизации»;
- ✓ СН РК 4.04-07-2019 – «Электротехнические устройства»;
- ✓ ВНТП 3-85 – «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ✓ ПУЭ РК – «Правила устройства электроустановок».

6.2 Основные решения по добывающим скважинам ПК-1...ПК-36

Для контроля технологических параметров на устье добывающей скважины применено следующее оборудование КИПиА:

- манометр технический показывающий виброустойчивый марки 233.30 с оборудованием SGRP, т.е. с безопасным стеклом и регулируемой красной стрелкой;
- манометр избыточного давления электроконтактный типа PGS23.100 взрывозащищенный, вид взрывозащиты Exd (взрывонепроницаемая оболочка) и двумя нормально разомкнутыми контактами;
- термопреобразователь универсальный типа ТПУ 0304/М2-Н с унифицированным выходным сигналом 4-20mA и светодиодной индикацией текущего значения температуры, взрывозащищенного исполнения (взрывонепроницаемая оболочка) с маркировкой «1ExdIIC T6 X»;
- концевые путевые выключатели марки ВП 15К-21А-211-54 У2.3 для сигнализации обрыва шатуна (поставка в составе станка-качалки).

Для предотвращения аварийных ситуаций, т.е. повышения или понижения давления в выкидных линиях добывающих скважин выше или ниже предельных значений на трубопроводе выкидной линии установлен взрывозащищенный электроконтактный манометр типа PSG23.100, так же на станке-качалке установлены концевые путевые выключатели марки ВП 15К-21А-211-54 У2.3 для сигнализации обрыва шатуна (поставка в составе станка-качалки).

Выше перечисленные средства КИПиА т.е. электроконтактный манометр и концевые путевые выключатели выдают сигналы в шкаф контроллера ШАСУ-ТМ-СК, который блокирует работу электроприводов на скважинах с ШГН. Винтовой насос блокируется от шкафа ШАСУ-ТМ-СК. Скважины с фонтанным способом добычи нефти в данной очереди не разрабатываются. Кроме этого шкафы контроллера ШАСУ-ТМ-СК-02 осуществляют передачу данных оборудования КИПиА скважины посредством радиосигнала в диспетчерскую ЦИТС.

Запуск в работу станка-качалки, винтового насоса или электроприводной задвижки производится в ручном режиме после устранения аварийной ситуации.

Для работы шкафа контроллера ШАСУ-ТМ-СК-02 со шкафами управления электроприводом винтового насоса используются нормально закрытые контакты реле управления К11 схемы управления шкафа контроллера.

Приборы контроля и автоматизации размещаются непосредственно на технологических трубопроводах и монтируются с учетом удобства обслуживания.

Электроконтактный манометр типа PGS23.100 и датчик давления устанавливаются в обогреваемом стеклопластиковом шкафу типа РизурБокс-С-Т7.

Инв. № подп.	Взам. инв. №
K-2025/02-00-АТХ	12.06.25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	K-2025/02-00-АТХ	Лист
						66

Контрольные кабели по площадкам скважин прокладываются в траншеях в трубных эстакадах, при подъеме по технологическому оборудованию – защищаются металлическим рукаром. Причем все кабели контроля и управления прокладываются в отдельных трубах.

Монтаж приборов и средств автоматизации, электрических проводок выполнить в полном соответствии с документами на соответствующие приборы, а также согласно норм и правил, действующих на территории РК

6.3 Основные решения по нагнетательным скважинам ПК-37...ПК-40

6.3.1 Решения по оборудованию устья нагнетательных скважин

На площадках устья нагнетательных скважин для местного визуального контроля работы скважины применено следующее оборудование КИП:

- ✓ для контроля давления - манометр марки 233.30 с пределом измерения 0...25 МПа;
- ✓ - для контроля расхода на блоке гребенки выбран вихреакустический расходомер ЭМИС-Вихрь 200ППД.
- ✓ В случае отсутствия на коллекторе БГ датчиков давления предусмотреть установку манометра технического WIKA с гидрозаполнением и датчика давления IGP05SK Exd (KMG Automation) с передачей данных в систему мониторинга ППД;

6.3.2 Решения по проектированию замерной установки

ЗУ-4 (ПК-44) ЗУ-26Б(ПК-45)

Настоящим проектом рассматривается автоматизация работы технологического оборудования, устанавливаемого на проектируемой замерной установке.

В качестве технологического оборудования, применяемого на замерной, рассматриваются измерительная установка ИУ- «Мера-ММ», состоящая из технологического блока и блока местной автоматики (БМА), а также дренажная емкость Т-1.

При отключении основного электроснабжения от оборудования КИПиА измерительной установки ИУ «Мера-ММ» переключается на питание от системы АПС, поставляемой в комплекте блока местной автоматики (БМА) ИУ «Мера-ММ».

Настоящим проектом предусматривается измерение следующих технологических параметров:

- ✓ Всех технологических параметров ИУ «Мера-ММ»;
- ✓ Сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости Т-1.

Так же проектом предусмотрен вывод на верхний уровень следующих технологических параметров:

- ✓ Всех технологических параметров ИУ «Мера-ММ»;
- ✓ Сигнализация верхнего уровня в дренажной емкости Т-1.

Все датчики местные приборы размещаются непосредственно на технологическом оборудовании. Средства управления и сигнализации включая шкаф сигнализации уровня в дренажной емкости Т-1 располагаются в блоке местной автоматики (БМА).

Контрольные кабели по площадкам проектируемых ЗУ прокладываются по проектируемым кабельным эстакадам. В помещении блока местной автоматики кабели проложить в пластиковых кабель-каналах.

Приборы и средства автоматизации заземлить присоединением к заземляющим устройствам предусмотренным электротехнической частью проекта.

6.3.3 Система автоматизации при установке дополнительных насосов ПК-46...51.

ПК-48 ГУ-5 ПК-49 ГУ26, ПК-50 ГУ23, ПК-51 ГУ22.

Проектом предусмотрено следующее:

- установка на выкидных линиях насосов ЦНС электроприводных задвижек;
- вывод сигнала управления и физуализации на существующий шкаф «СУГУ»;
- управление открытием и закрытием электроприводных задвижек со шкафа СУГУ-2 в автоматическом и дистанционном режимах;
- управление работой насосов ЦНС и электроприводными задвижками осуществляется от БМЗ (блочно модульное здание) со шкафами управления насосами и электроприводными задвижками. Шкаф

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-АТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

K-2025/02-00-АТХ

Лист

67

управления групповой установкой «СУГУ-2» контролирует режим работы насосов и электроприводов задвижек с помощью датчиков уровня на буферных емкостях (существующие);

- прокладка кабельных линий от БМЗ до шкафа управления групповой установкой «СУГУ-2» по существующим и проектируемым кабельным эстакадам и проектируемых трубных эстакадах. В операторные контрольные кабели прокладываются в существующих коробах.

6.3.4 Система автоматизации при замене на групповой установке существующих насосов ПК-52...54.

ПК-52 ГУ-4 ПК-53 ГУ24, ПК-54 ГУ25.

Проектом предусматривается контроль и управление подогревателем нефти при помощи шкафа управления поставляемым комплектно с путевым подогревателем. Так же управление электро приводной задвижкой при помощи шкафа управления ЭПЗ. Электропитание шкафов управления осуществляется от существующего ПР (резервного автомата).

Кабельная продукция прокладывается по существующим кабельным и трубным эстакадам.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-АТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-АТХ

Лист

68

8. ВОДОСНАБЖЕНИЕ, КАНАЛИЗАЦИЯ, ПОЖАРОТУШЕНИЕ

Инв. № подп. ВКиПТ	Подп. и дата	Взам. инв. №						
			Иzm.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Коваленко Н	<i>стар</i>						12.06.25
Пров.	Тлепов Р.Н.	<i>стар</i>						12.06.25
Нач. отд.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>						12.06.25
Н. контр.	Тлепов Р.Н.	<i>стар</i>						12.06.25
Утв.	Линь Кэ	<i>Линь Кэ</i>						12.06.25

К-2025/01-00-ВКиПТ

Водоснабжение, канализация,
пожаротушение

Стадия	Лист	Листов
РП	86	1
ДКС ПСО АО «Мангистаумунайгаз», г.Актау,130000, бмкр.,здание №1		
Формат А4		

8.1. Система водоотведения.

Планировка территории площадок выполнены с минимально требуемыми уклонами с целью отвода поверхностных вод с ее территории.

Площадки под наземное оборудование запроектированы с уклоном 0,003 согласно п. 2.87 ВНТП 3-85.

8.2. Канализация.

Канализация на запроектированных объектах не предусматривается.

8.3. Пожаротушение.

Согласно требований ВНТП 3-85, автоматического пожаротушения на данном объекте не требуется.

Для локализации небольших очагов горения ЛВЖ и ГЖ в начальной стадии горения используют ручные переносные огнетушители пенные или порошковые. Такие огнетушители, включаемые вручную обслуживающим персоналом, локализуют очаг горения до прибытия пожарных подразделений.

При возгорании на значительной площади, пожар локализуется силами пожарной охраны с помощью пожарных машин.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ВКиПТ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ВКиПТ

Лист

87

9.МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПБ	12.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Коваленко				12.06.25
Пров.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
Нач. отд.	Линь Кэ				12.06.25
Н. контр.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
Утв.	Линь Кэ				12.06.25

К-2025/02-00-ПБ

Пожарная безопасность

Стадия	Лист	Листов
РП	88	6
ДКС ПСО АО «Мангистаумунайгаз», г.Актау,130000, бмкр.,здание №1		

Формат А4

9.1. Общая часть.

В производственном процессе объекта «Обустройство уплотняющих скважин месторождения Каламкас. ХХIII-очередь в Мангистауской области» обращаются и хранятся такие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества как нефть и попутный газ.

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

Пожаротушение предусматривается передвижными средствами;

ПУ «Каламкасмунайгаз» действующее предприятие, которое имеет план ликвидации возможных аварий, в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС. Кроме этого компания должна приобрести средства, повышающие безопасность труда. В проекте нет отступлений от действующих норм и правил по безопасности труда.

9.2. Сбор нефти и газа.

Нормативы оснащения объектов средствами, повышающими безопасность труда, указаны в таблице 9.1.

Классификация производства по взрывной и пожарной опасности, указаны в таблице 9.2.

Классификация взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в технологическом процессе, указаны в таблице 9.3.

Основными, принятыми в проекте, мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывоопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

- размещение вредных и взрывоопасных производств на открытых площадках;
- полная герметизация процессов, происходящих на площадках добывающих скважин;
- выбор оборудования и трубопроводов из условия максимально возможных параметров технологического процесса;
- компенсация продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры и внутреннего давления;
- обеспечение прочности и герметичности технологических трубопроводов (контроль сварных стыков и гидравлическое испытание).

9.3. Генеральный план и транспорт.

Проектируемые сооружения размещены на свободной от застройки территории месторождения, отвечающей требованиям СН РК 3.01-03-2011, СП РК 3.01-103-2012 "Генеральные планы промышленных предприятий".

Проектные сооружения размещены на площадках с обеспечением противопожарных разрывов в соответствии с ВНТП 3-85.

На территорию проектируемых площадок добывающих и нагнетательных скважин обеспечен свободный подъезд.

9.4. Объемно-планировочные и конструктивные решения.

Конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования и трубопроводов выполняются из несгораемых материалов с пределом огнестойкости 2,0-2,5 часа.

Для предотвращения растекания ЛВЖ, ГЖ на период ремонта запорной арматуры на площадках предусмотрены переносные металлические поддоны.

При производстве строительно-монтажных работ должны строго соблюдаться нормы и правила техники безопасности согласно СН РК 1.03- 05-2011 и СП РК 1.03- 106-2012.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПБ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ПБ

Лист

89

Производство работ при строительстве сооружений не связано с применением методов работ и материалов, не предусмотренных настоящими нормами, поэтому особых требований безопасности труда производства не предусматривается.

Ввиду того, что строительство должно осуществляться на действующем месторождении, необходимо неукоснительно соблюдать следующие правила:

- все строительные работы на месторождении должны осуществляться в строгом соответствии со СН РК 1.03- 05-2011 и СП РК 1.03- 106-2012 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве";

- о производстве работ и их характере должен быть уведомлен обслуживающий персонал того участка месторождения, в пределах которого должны производиться работы.

Производство общестроительных, монтажных и электромонтажных работ на территории действующего месторождения с развитой существующей сетью воздушных и кабельных линий электропередач следует выполнять с соблюдением:

- «Правил охраны электрических сетей напряжением до 1000 В», утвержденных 10 октября 1997 года №1036 и №1436 соответственно;

- СН РК 4.04-07-2013 «Электрические устройства»;

- СП РК 4.04-107-2013 «Электрические устройства»;

- «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

9.5. Электроснабжение и электрооборудование.

Проект предусматривает защитные меры электробезопасности в объеме предусмотренных главами 1.7 и 7.3 ПУЭ. Все силовое электрооборудование выбрано в соответствии с условиями среды, в которой оно будет эксплуатироваться, и классификацией проектируемых объектов по взрыво-пожароопасности. Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала проектом предусмотрено защитное заземление, зануление и защита от статического электричества. Все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат надежному заземлению и присоединяются к заземляющему устройству, исходя из обеспечения переходного сопротивления заземления не более 4 Ом.

На проектируемых площадках принята сеть ~380/220В с глухозаземленной нейтралью трансформатора. В качестве защитной меры электробезопасности для электроустановок, питающихся от этой сети, принимается защитное зануление - преднамеренное соединение корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью питающей сети. Защитное зануление обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале участка.

Воздушные линии электропередачи запроектированы на типовых опорах, недопускающих производства ремонтных работ без снятия напряжения опоры ВЛ обслуживаются с автовышек. Все опоры ВЛ-бкВ подлежат заземлению.

Для заземления и защиты от статического электричества станка-качалки необходимо присоединение ее рамы двумя заземляющими электродами сечением не менее 48 мм² к обсадной колонне скважины посредством сварки.

9.6. Пожаротушение.

Отвод поверхностных вод предусмотрен за территорию площадок с минимально требуемыми уклонами.

В производственном процессе объекта «Обустройство уплотняющих скважин м/р Каламкас. ХХIII-очередь» обращаются и хранятся такие взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества как нефть и попутный газ.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПБ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ПБ

Лист

90

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

Согласно ВНТП 3-85 и СП РК 2.02-104-2014 «Оборудование зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре» площадки скважин без постоянного обслуживающего персонала не обустраиваются автоматической системой пожарной сигнализации и пожаротушения.

ПУ «Каламкасмунайгаз» действующее предприятие, которое имеет план ликвидации возможных аварий, в котором предусматриваются оперативные действия персонала по предупреждению ЧС.

Пожаротушение осуществляется с помощью первичных и мобильных средств. Ликвидация очагов возгорания осуществляется с помощью местного пожарного инвентаря, по радиосвязи передается сообщение о пожаре в пожарное депо месторождения Каламкас.

9.7. Мероприятия по защите сооружений от коррозии.

Проект разработан на основе и с учетом требований ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие требования".

Проектными решениями предусматривается следующие мероприятия:

- бетонные и железобетонные поверхности подземных сооружений, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за два раза по грунтовке из 40% раствора битума в бензине.
- в основании площадок и фундаментов предусматривается подготовка из щебня фракции 15-20 мм, пролитого горячим битумом.

Фундаменты под оборудование с динамическими нагрузками приняты с учетом динамического воздействия.

9.8. Мероприятия по контролю за техническим состоянием технологических трубопроводов и оборудования в коррозионно-активной среде.

Основными методами контроля за техническим состоянием технологического оборудования и технологических трубопроводов работающих в коррозионно-активной среде являются:

- проведение визуального контроля за состоянием наружного защитного слоя поверхности трубопроводов и выявление мест повреждения изоляции трубопровода;
- проведение визуального контроля внутреннего защитного слоя оборудования если таковое имеется;
- проведение визуального контроля поверхности оборудования и трубопроводов на предмет появления трещин, ржавчин, сколов и т.д.;
- постоянный и периодический контроль за состоянием трубопроводов и оборудования в местах где из-за большого напряжения металла могут возникнуть деформации металла (углы поворота, точки опищения трубопроводов, сварные швы и т.д.);
- проведение ультразвуковой толщинометрии стенки трубопроводов и оборудования и оценка остаточной толщины;
- внутренний осмотр оборудования и при возможности трубопроводов большого диаметра при проведении ремонтных работ;
- выборочный контроль неразрушающими методами контроля (ультразвуковой, радиографический, цветная дефектоскопия и т.д.) участков трубопровода и оборудования с целью обнаружения поверхностных и внутренних дефектов.

Инв. № подп.	К-2025/02-00-ПБ	Подп. и дата	12.06.25	Взам. инв. №
--------------	-----------------	--------------	----------	--------------

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ПБ

Лист

91

9.9. Бытовое и медицинское обслуживание.

Медицинское обслуживание предполагается осуществлять в медучреждениях г.Актау. Питание обслуживающего персонала будет осуществляться в столовых месторождений Каламкас.

Нормативы оснащения объектов средствами, повышающими безопасность труда

Таблица 9.1

п/п	Наименование средств	Наименование объекта	Кол-во шт., компл. на объект
1	Предохранительная пластина или	Поршневой насос	5 шт.
2	Кран предохранительный многократного действия	Поршневой насос	1 шт.
3	Указатель «открыто-закрыто»	Задвижка на выходе насосов	1 шт.
4	Комплект контрольно-измерительных приборов (КИП)	Для замены на технологическом оборудовании	1 компл.
5	Противогазы фильтрующие с запасными коробками типа К2, В,	Обслуживающий персонал	1 шт. на объект
6	Шланговый противогаз	При работе в емкостях	1 шт.
7	Диэлектрические средства защиты (перчатки, коврики, боты, подставки)	При обслуживании электрооборудования	1 компл.
8	Аптечки универсальные		3 шт.
9	Аварийный запас слесарного инструмента в искробезопасном исполнении (бронзовый или	При ремонтных работах	1 компл.
10	Средства индивидуальной защиты (защитные очки, фартуки, сапоги,	При работе с химреагентом	1 компл.

Классификация производства по взрывной и пожарной опасности

Таблица 9.2

Наименование помещений, наружных установок	Вещества применяемые в производстве	Категория взрывной и пожарной опасности по ПУЭ РК	Класс взрывной и пожарной опасности по ПУЭ РК	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ12.1.011-78
1	2	3	4	5
Устье скважины	Нефтегазовая смесь	А	В-1Г	ПА-Т3

Инв. № подп.	Подп. и дата
К-2025/02-00-ПБ	12.06.25

Классификация взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в технологическом процессе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	К-2025/02-00-ПБ	Лист

Таблица 9.3

№ п.	Наименование веществ	Предел взрываемости, %		Плотность газа или пара жидкости, г/см ³		Допустимая концентрация, мг/м ³ ГОСТ 12.1.005-76	Краткая характеристика и действие на человека	Индивидуальные средства защиты
		нижний	верхний	По воздуху	в жидкой фазе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Газ нефтяной	5	15,5	0,71	0,92	300	Головокружение, потеря сознания	Спецодежда, спецобувь, противогаз
2.	Нефть	1,9	5,12	0,855	-	100	-	то же

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ПБ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ПБ

Лист

93

**10. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО
И ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА**

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Коваленко				12.06.25
Пров.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
Нач. отд.	Линь Кэ				12.06.25
Н. контр.	Тлепов Р.Н.				12.06.25
Утв.	Линь Кэ				12.06.25

К-2025/02-00-ИТМГОиТХ

ИТМГОиТХ

Стадия	Лист	Листов
РП	88	6

ДКС ПСО АО
«Мангистаумунайгаз»,
г.Актау,130000, бмкр.,здание №1

Формат А4

10.1. Общие положения.

При разработке раздела использованы следующие нормативно - технические документы:

- Закон Республики Казахстан. «О гражданской защите» от 11.04.2014г.;
- СН РК 2.03-03-2014. Защитные сооружения гражданской обороны;
- СП РК 2.04-101-2014. Защитные сооружения гражданской обороны;
- СН РК 2.03-02-2012 – Инженерная защита в зонах затопления и подтопления;
- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утв. Министром по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.

- Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности" Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года №405.

- «Правила пожарной безопасности» утв. Министром по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55

При разработке данного раздела использованы материалы соответствующих частей проекта.

10.2. Краткие сведения об объектах проектирования.

Проектными решениями предусматривается строительство новых сооружений обустройства месторождения, обеспечивающих дополнительную добычу, сбор и транспорт продукции скважин в объеме 144 т/сут или 0,053 млн. тонн нефти в год и дополнительную закачку воды в объеме 470 м³/сут или 0,171 млн.м³/год. Дополнительный объем добычи попутного газа составит 3600 м³/сут или 1,314 млн.м³/год.

Объем проектирования по данному объекту:

- обустройство устьев 36-и добывающих скважин;
- система сбора и транспорта нефти (выкидные линии);
- обустройство устьев 4-и нагнетательных скважин;
- высоконапорные водоводы (нагнетательные линии);
- дополнительная установка;
- инженерное обеспечение запроектированных объектов.

10.3. 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.

10.4. Численность наибольшей работающей смены.

Обслуживание технологического процесса осуществляется персоналом, прошедшим специальную подготовку по эксплуатации проектируемых объектов. Проектируемые объекты входят в обслуживание вахтового персонала и обслуживаются количеством человек:

- по месторождению Каламкас около 2800 чел.

10.5. 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.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

K-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

87

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, будут способствовать устойчивой работе и в условиях военного времени.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы относятся:

- полная герметизация технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- обеспечение безопасности производства за счет применения средств сигнализации;
- 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);
- мероприятия по подготовке к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время.

10.6. Требования к защитным сооружениям гражданской обороны.

Защитные сооружения гражданской обороны предназначены для защиты в военное время укрываемых от воздействия современных средств поражения, а также они могут использоваться в мирное время для нужд объектов экономики, обслуживания населения, защиты персонала и населения от поражающих факторов, стихийных бедствий, катастроф, аварий, а также могут быть использованы для защиты при террористических актах.

Противорадиационные укрытия предназначены для защиты рабочих и служащих (работающих смен) объектов второй категории по гражданской обороне и других объектов экономики, расположенных за пределами зон возможных сильных разрушений категорированных городов и объектов, а также населения проживающего в не категорированных городах, поселках и сельских населенных пунктах, и населения эвакуированного и рассредоточенного из категорированных городов от ионизирующих

Излучений радиоактивно зараженной местности, а также расположенных в зоне слабых разрушений - и от давления ударной волны.

В связи с малой численностью персонала предусматривается укрытие обслуживающего персонала в здании операторной промысла.

10.7. Решения по обеспечению питьевой водой.

Для обеспечения бытовых и питьевых нужд обслуживающего персонала используется привозная бутилированная вода.

10.8. Подготовка к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите», силы гражданской обороны и специализированные аварийно-спасательные службы участвуют в мероприятиях по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Вышестоящие организации заблаговременно обязаны:

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

К-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

88

- планировать мероприятия по повышению устойчивости и обеспечению безопасности работников и населения;
- оповещать и население об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;
- обучать работников методам защиты и действиям при чрезвычайных ситуациях в составе невоенизованных формирований;
- проводить защитные мероприятия, спасательные, аварийно-восстановительные и работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Для осуществления восстановительных работ на объектах и сооружениях следует разработать «План гражданской обороны».

10.9. 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 планы Гражданской обороны на мирное и военное 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 населении способам защиты и действиям в случаях применения средств поражения;
- построить и накопить фонд защитных сооружений гражданской обороны и содержать их в готовности к функционированию;
- 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 средства поражения;
- информирование населения о порядке и правилам действий;
- укрытие населения в защитных сооружениях, при необходимости использование средств индивидуальной защиты;
- оказание медицинской помощи раненым и пораженным;
- восстановление нарушенных систем управления, оповещения и связи.

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

10.10. Общие положения.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, 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 другими), 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

Инв. № подп.	К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	Подп. и дата	12.06.25	Взам. инв. №	
--------------	-----------------------	--------------	----------	--------------	--

(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, 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.

10.11. Определение границ зон возможной опасности.

Источниками ЧС могут быть проектируемые объекты, соседние категорированные населенные пункты, вблизи расположенные потенциально опасные объекты сторонних организаций или природные явления.

В административном отношении это территория Мангистауского района, Мангистауской области Республики Казахстан.

Расстояние до областного центра г. Актау - 270 км. (м/р Каламкас) .

Потенциально опасных объектов сторонних организаций в районе строительства проектируемых объектов не имеется.

10.12. Опасные сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций техногенного характера на проектируемых объектах.

При анализе возможных аварий на идентичных объектах было выявлено, что на объектах и сооружениях нефтяной промышленности с определенной вероятностью возможны аварии со взрывом, пожаром, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери, т.е. вызвать ЧС.

Из анализа аварийных ситуаций на объектах нефтяной промышленности, к авариям, которые могут вызвать ЧС, относятся:

- разгерметизация технологического оборудования или трубопроводов полным сечением
- 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 воздушной 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.

10.13. Сценарии развития возможных чрезвычайных ситуаций на объектах и сооружениях.

Для технологического оборудования и надземных нефте- и газопроводов:

Инв. № подп.	Подп. и дата
K-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

K-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

90

- разгерметизация технологического оборудования и нефтегазопроводов полным сечением, пролив нефти на площадку с образованием пролива, испарение нефтяных паров, 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; парогазовоздушной смеси, при появлении источника инициирования - взрыв, воздействие, избыточного давления. ударной волны взрыва на окружающие объекты и людей;

Для газопровода:

- разгерметизация газопровода полным сечением, истечение газа, образование токсичного газообразного облака, рассеяние облака, загрязнение окружающей среды, токсическое поражение людей;

- разгерметизация газопровода полным сечением, истечение газа, при появлении источника инициирования - струевое горение газа, тепловое воздействие на окружающие объекты и людей;

- разгерметизация газопровода полным сечением, истечение газа, образование токсичного газового облака, 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 с 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 максимальной 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,

10.14 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.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
K-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

K-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

91

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

10.15. Решения по размещению объектов.

В проекте приняты следующие решения по размещению объектов:

- схема генерального плана разработана с учетом рационального использования территории, все сооружения сгруппированы, по принципу производственного назначения;
- расстояния между зданиями и сооружениями приняты в соответствии с требованиями противопожарных и санитарных норм.

10.16. Решения по обеспечению надежности работы трубопроводов и технологического оборудования.

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

- прокладка трубопроводов из стальных бесшовных труб;
- укладка подземных трубопроводов в грунт на глубину не менее 0,8 м до верхней образующей трубы;
- прокладка подземных трубопроводов в защитных футлярах из стальных электросварных труб при переходах через автодороги;
- прокладка подземных дренажных трубопроводов с уклоном не менее 0,002 в сторону сборных колодцев;
- прокладка газопровода на факел и с предохранительных клапанов с уклоном не менее 0,002 в сторону конденсатоотводчика;
- изоляция подземных трубопроводов усиленного типа;
- теплоизоляция трубопроводов минераловатными матами;
- 100 % контроль сварных соединений неразрушающими методами;
- проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа и капитального ремонта.

10.17 Решения по защите от пожаров.

Согласно ВНТП 3-85 п.6.38, пожаротушение запроектированных объектов осуществляется первичными средствами.

В соответствии с правилами пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности (ППБС РК-10-98) на территории гребенок, устанавливаются 2 пожарных щита со следующим набором инвентаря:

- порошковый огнетушитель - 2 шт.;
- ящик с песком - 1 шт.;
- плотное полотно (асбест, войлок) --1,5 x 1,5 м;
- лопата - 2 шт.;
- лом - 2 шт.;
- багор - 2 шт.;
- топор - 1 шт.;
- пожарное ведро - 1 шт.

Средства пожаротушения должны быть постоянно в исправности и готовности к немедленному использованию. Использование противопожарного инвентаря и оборудования не по назначению категорически запрещается.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

92

10.18. Решения по обеспечению защиты персонала.

Все рабочие не реже одного раза в полугодие должны проходить повторный инструктаж по технике безопасности и ежегодно подвергаться комиссионной проверке знаний по технике безопасности. При введении новых технологических процессов и методов труда, внедрение новых методов, 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.

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

Для обеспечения подъездов к зданиям и сооружениям и противопожарных проездов запроектированы внутриплощадочные дороги с обочинами. Система дорог кольцевая и тупиковая с разворотными площадками.

Дороги и подъезды к сооружениям и площадкам приняты из фракционированного щебня. Обочины укрепляются гравийно-песчаной смесью толщиной 0,14 м.

Контроль доступа на территорию нефтепромысла Каламкас осуществляется службой сторожевой охраны.

Строительство подъездов к зданиям и сооружениям и противопожарных проездов к запроектированным объектам проектом не предусматривается, ввиду отсутствия непроходимых участков. Охрана объектов и контроль доступа на территорию нефтепромысла Каламкас осуществляется службой сторожевой охраны.

10.20. Решения по организации эвакуационных мероприятий.

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

Люди не занятые в процессе ликвидации последствий ЧС собираются в эвакуационных пунктах, таких как ЦДНГ-1, ЦДНГ-2, ЦДНГ-3, ЦДНГ-4, ЦППД, ЦППН. С эвакуационных пунктов люди на транспорте эвакуируются на территорию вахтового поселка ПУ «КМГ». На автостанции вахтового поселка «ПУ КМГ» производится осмотр прибывающего персонала на предмет воздействия последствий ЧС. По маршруту следования, в эвакуационных пунктах и на территории ПУ «КМГ» устанавливаются ветровые указатели для наблюдения за направлением порывов ветра. В местах ЧС и скопления людей располагаются передвижные посты газовой безопасности, где проводится отбор содержания газа в атмосфере.

Указанный план согласовывается с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям.

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

93

10.21. Защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

С целью снижения риска ЧС, на основании действующего в Республике Казахстан законодательства, руководство АО «Мангистаумунайгаз» и ПУ «Каламкасмунайгаз» 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 трудовой деятельности;
- не допускать нарушений трудовой и технологической дисциплины;
- знать сигналы гражданской обороны;
- знать установленные правила поведения и порядок действий при угрозе возникновения или возникновении ЧС;
- изучать основные методы защиты, правила пользования коллективными и индивидуальными средствами защиты;
- изучать приемы оказания первой медицинской помощи.

10.22. Подготовка к выполнению первоочередных задач по восстановлению объектов в военное время.

Для осуществления восстановительных работ на объектах и сооружениях необходимо заблаговременно:

- осуществить прикрепление строительных организаций;
- составить планы совместных действий по проведению восстановительных работ по отдельным объектам;
- осуществить накопление и поддержание в технически исправном состоянии мобилизационного резерва;
- иметь планы выполнения первоочередных работ по восстановлению объектов при различных степенях разрушения;
- иметь данные о наличии штатных формирований, предназначенных для технического обслуживания и аварийно-восстановительного ремонта объектов и сооружений.

Инв. № подп.	Подп. и дата
К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	K-2025/02-00-ИТМГОиТХ	Лист
						94

СОСТАВИЛИ

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата

Инв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №
К-2025/02-00-ИТМГОиТХ	12.06.25	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

К-2025/02-00-ИТМГОиТХ

Лист

95