Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА»

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

ОБУСТРОЙСТВО ВЕРХНЕВОЗЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. 2 ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

Книга 1 «Решения по кустовым площадкам»

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1

Том 6.1

2023

Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА»

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

ОБУСТРОЙСТВО ВЕРХНЕВОЗЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. 2 ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

Книга 1 «Решения по кустовым площадкам»

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1

Том 6.1

Заместитель директора – Главный инженер — О.С. Соболева

Главный инженер проекта — К.В. Худяев

2023

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.С	Содержание тома 6.1	1 лист
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Т	Решения по кустовым площадкам.	60 листов
	Текстовая часть	
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г1	Решения по кустовым площадкам.	5 листов
	Графическая часть	
	Общее количество листов документов,	
	включенных том 6.1	66 листов

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Литвинов			
Проверил		Литвинов			
Н. контр.		Салдаева			

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1-С

Содержание тома 6.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Формат А4

Содержание

Содержание **1**

1. Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса. Требования к организации производства. Данные о трудоемкости изготовления продукции. **6**

4. Описание источников поступления сырья и материалов **15**

5. Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции **17**

9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала **31**

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства и решений направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах **32**

11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника .. **35**

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, для объектов производственного назначения **38**

1.1 Объем контроля и автоматизации 38

1.2 Телемеханизация куста скважин 41

1.3 Технические средства автоматизации 47

13. Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям) **50**

14. Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду **51**

15. Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов **52**

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Т		
Разраб.		Литвинов				Технологические решения. Решения по кустовым площадкам. Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Литвинов					П	1	60
							ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
Н. контр.		Салдаева							
ГИП		Худяев							

Формат А4

16. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов 53

17. Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов 54

18. Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технических регламентов 56

19. Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» 57

Общие положения

Настоящая проектная документация разработана на основании:

– Задания на проектирование объекта « Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства» и дополнению №1 к заданию, утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым от 01.04.2022 г.;

– Исходных данных/Технических условий на «Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства», «Высоконапорный водовод т.вр. к. 4084 до к. 4084», утвержденных Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косаком 13.07.2021 г.;

– Исходных данные на проектирование обустройства строительства (реконструкции) эксплуатационных скважин Верхневозейского нефтяного месторождения, утвержденных И.о. заместителя директора по геологии и разработке ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» М.О. Куропаткиным 05.07.2022 г.

В административном отношении площадки куста скважин расположены на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда Усинского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку.

Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Площадка куста скважин расположена в пределах Верхневозейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

1 этап: Строительство нефтегазопровода от к №4084 до т.вр. куста №4084;

2 этап: Строительство КТП на кусте №4084;

3 этап: Обустройство скважины №312 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

4 этап: Обустройство скважины №10ВЗ куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

5 этап: Обустройство скважины №11В3 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

6 этап: Обустройство скважины №4083 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

7 этап: Обустройство скважины №4086 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

8 этап: Обустройство скважины №3600 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

9 этап: Обустройство скважины №4085 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

10 этап: Обустройство скважины №3610 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

11 этап: Обустройство скважины №3606 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

12 этап: Обустройство скважины №4088 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

13 этап: Обустройство скважины №4092 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

14 этап: Обустройство скважины №4093 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

15 этап: Обустройство скважины №4094 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

16 этап: Обустройство скважины №4098 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

17 этап: Обустройство скважины №4096 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

18 этап: Обустройство скважины №4097 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

19 этап: Обустройство скважины №4087 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

20 этап: Обустройство скважины №4091 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

21 этап: Обустройство скважины №4089 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

22 этап: Обустройство скважины №4090 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

23 этап: Строительство блока фильтров на кусте №4084;

22 этап: Строительство выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;

23 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;

24 этап: Строительство выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;

25 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;

26 этап: Строительство выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578»;

27 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578»;

28 этап: Строительство КТП на площадке скв. №3578.

1. Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса. Требования к организации производства. Данные о трудоемкости изготовления продукции.

Объект входит в систему нефтесбора Верхневозейского нефтяного месторождения комплексного цеха добычи нефти и газа №4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство добывающих скважин куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения.

На кусте скважин №4084 (см. чертеж 06-04-2НИПИ-2022-1-ТР1.Г3) расположены двенадцать проектируемых добывающих скважин (№№ 312, 4083, 4086, 3600, 4085, 3610, 4088, 4092, 4094, 4098, 4097, 4091), шесть нагнетательных скважин (№№ 3606, 4093, 4096, 4087, 4089, 409) и две водозаборные скважины (№10ВЗ, №11ВЗ). Решения по системе заводнения нефтяных пластов см. 06-04-2НИПИ-2022-1-ТР2.

Дебиты скважин приняты, согласно исходных данных ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и составляют:

Скв. №312 – 41,8 $м^3$/сут по жидкости и 33,2 т/сут по нефти;

Скв. №4083 – 80,5 $м^3$/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №4086 – 80,5 $м^3$/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №3600 – 80,5 $м^3$/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №4085 – 80,5 $м^3$/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №3610 – 80,5 $м^3$/сут по жидкости и 63,8 т/сут по нефти;

Скв. №4088 – 33,5 $м^3$/сут по жидкости и 26,5 т/сут по нефти;

Скв. №4092 – 31,4 $м^3$/сут по жидкости и 24,9 т/сут по нефти;

Скв. №4094 – 56,9 $м^3$/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;

Скв. №4098 – 56,9 $м^3$/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;

Скв. №4097 – 56,9 $м^3$/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти;

Скв. №4091 – 56,9 $м^3$/сут по жидкости и 44,5 т/сут по нефти.

Объемное содержание парафина 5,35 – 8,8%;

Содержание сероводорода в газе (ДР) 0,1 - 3,07% об;

Газовый фактор 260,8 $м^3$/т;

Обводненность продукции – 5%.

Технологическим процессом для куста скважин №4084 предусмотрено:

– механизированный способ добычи продукции скважин с помощью установок погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН, с расположением станции управления

на площадке КТП;

– транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев скважин до измерительной установки (ИУ);

– замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в измерительной установке согласно ГОСТ Р 8.1016-2022;

– транспортировка нефтяной эмульсии от измерительной установки условной границы проектирования (оси обвалования);

– сброс дренажа из обвязки измерительной установки и блока дозирования реагентов в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой дренажа автотранспортом;

– закачка реагентов из блока дозирования реагентов (БДР) в затрубное пространство скважин и в нефтесборный коллектор от измерительной установки.

Основные технологические решения для куста скважин №4084 отражены в принципиальной технологической схеме объекта проектирования (см. 06-04-2НИПИ-2022-1-ТР1.Г2) в графической части данного тома.

Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В связи с наличием в продукции скважин Верхневозейского нефтяного месторождения сероводорода, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом №534 от 15.12.2020 г. настоящим проектом предусмотрены устройства контроля скорости коррозии.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста скважин №4084 входят:

– погружная установка электроцентробежного насоса (12 шт.);

– арматура фонтанная АФК1Э-65х35 К1 ХЛ1 (12 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;

– механизм депарафинизации скважин типа МДС-010 (12 шт.);

– автоматизированная измерительная установка (1 шт.);

– емкость подземная дренажная типа ЕП-5 V=5 м3;

– выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки;

– нефтесборный коллектор Ду200 мм от измерительной установки до условной

границы проектирования;

– дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки и блока дозирования реагентов до емкости дренажной;

– трубопроводы подачи реагентов Ду25 мм в затрубное пространство скважин и в нефтесборный коллектор от измерительной установки;

Для обслуживания и ремонта скважин, настоящей проектной документацией предусмотрены следующие сооружения:

– приустьевые стальные площадки добывающих скважин, размерами 1,7 х 2,8 м; площадка обслуживания МДС 1,7 х 2,0 м; площадка обслуживания фонтанной арматуры 0,9 х 0,9 м;

– фундаменты под подъемный агрегат, представляющие собой конструкцию из железобетонных плит размером 6,0 х 14,0 м, размещенных на спланированном основании отсыпки куста;

– площадки (участок спланированной территории размером 6,5 х 12 м, расположенные около устья скважин) под установку приемных мостков для складирования элементов внутрискважинного оборудования во время проведения ремонтов скважин.

Конструкции площадок и фундаментов приведены в строительной части проектной документации 06-04-2НИПИ/2022-1-КР1.

Согласно ГОСТ 32569-2013 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, нефтесборный коллектор от измерительной установки до условной границы проектирования, трубопроводы подачи реагентов относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II. Согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности ТР ТС 032/2013 трубопроводы и арматура: выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки; трубопроводы подачи реагента, дренажные линии относятся к 1 группе, категории II. Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтегазопровод по диаметру относится к III классу, по назначению нефтегазопровод относится к категории II.

Все технологическое оборудование для сбора и транспорта добываемой продукции на кустах скважин запроектировано на максимальное давление 4,0 МПа, в стойком к СКР исполнении.

Проектом принята подземная прокладка трубопроводов выкидных линий, нефтесборного коллектора и дренажного трубопровода и надземная прокладка для трубопроводов подачи реагентов.

Для надземных технологических трубопроводов используются трубы бесшовные из стали марки 20А, повышенной коррозионной стойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой (длина концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм).

Для подземных технологических трубопроводов используются трубы бесшовные из стали марки 20А, повышенной коррозионной стойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой (длина концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм). Наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена.

Для трубопроводов подачи реагентов используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 20А.

Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до измерительной установки прокладываются подземно на глубине не менее 0,8 м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки выкидных трубопроводов ∅89х6. Общая протяженность выкидных трубопроводов составляет 1284 м.

Нефтесборный коллектор от измерительной установки до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин) прокладывается подземно на глубине не менее 0,8 м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода ∅ 219х8. Общая протяженность трубопровода составляет 54 м.

Дренажные трубопроводы от измерительной установки и блока дозирования реагентов до дренажной емкости прокладываются подземно на глубине не менее 1,1 м до верха трубы от поверхности земли. Надземные участки дренажного трубопровода прокладываются на средней высоте 1,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции. Диаметр и толщина стенки трубопроводов ∅57х5 мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 58 м.

Трубопроводы подачи реагентов прокладываются надземно на средней высоте 2,0 м до низа трубы от поверхности земли в тепловой изоляции. Диаметр и толщина стенки трубопроводов ∅32х4 мм. Общая протяженность трубопроводов для куста скважин №2642 составляет 1168 м.

Высота прокладки трубопроводов через проезды в соответствии с СП 18.13330.2011, ПУЭ принята 6,1 м до проезжей части.

Обустройство устья добывающей скважины.

Обустройство добывающих скважин предусматривается механизированным способом с использованием установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Для герметизации устья скважин, перекрытия или направления продукции в манифольд, а также проведения необходимых технологических операций на устьях добывающих скважин установлена фонтанная арматура АФК1Э-65х35 К1 ХЛ1 (не входит в объем проектирования).

Для перепуска избыточного давления из затрубного пространства в обвязке добывающих скважин на газовой линии предусматривается незамерзающий обратный клапан DN 80, PN 4,0 МПа.

Проектируемая трубопроводная обвязка устьев добывающих скважин принята на давление не более 4,0 МПа.

Для отключения выкидной линии при производстве ремонтных работ на устье каждой добывающей скважины предусматривается отключающая задвижка DN 80, PN 4,0 МПа.

При остановке добывающих скважин на ремонт, демонтаж устьевой арматуры и трубопроводов обвязки устья скважины производится после опорожнения выкидной линии. Для этого в обвязке предусмотрены задвижки и закладная конструкция для дренажа трубопроводов.

С целью проведения механической очистки внутренних поверхностей НКТ от асфальто-парафиновых и парафино-гидратных отложений на каждой скважине предусмотрен механизм депарафинизации скважин.

Блок для дозированной подачи реагента БДР.

Для закачки ингибитора коррозии в добывающие скважины и нефтесборный коллектор предусмотрен блок дозирования реагентов.

Блок дозирования реагентов выполнен в блочном заводском исполнении. Процесс дозирования и подачи реагентов происходит с помощью насосных агрегатов в автоматическом режиме. Все соединения, связывающие коммуникации блока дозирования реагентов, включая насосные агрегаты, герметичны. Выбросы загрязняющих веществ отсутствуют. Обслуживание блока дозирования реагентов в рабочем режиме не требуется. Плановое обслуживание блока дозирования реагентов производится при отключенном оборудовании и слитом реагенте.

Заправка бака БДР производится передвижной техникой.

Установка измерительная

Для учета продукции скважины на кустаых площадках запроектированы автоматизированные измерительные установки, предназначенные для измерения массового

расхода жидкости и объемного расхода газа нефтяной скважины и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла. Измерительные установки предусмотрены на 8 подключений с учетом расширения куста скважин.

Измерительная установка осуществляет расчет дебита скважины по нефти, воде и газу в автоматическом и ручном режимах путем определения массы жидкости в сепарационной емкости с заданными геометрическими размерами, с использованием зависимости гидростатического давления столба жидкости от ее плотности и определения объемного расхода газа.

Предохранительный клапан, установленный на сепарационной емкости внутри блока измерительной установки, выбран с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» и РД 51-0220570-2-93. Установочное давление предохранительного клапана 4,0 МПа.

Установка принята с полным внутренним антикоррозионным покрытием технологической обвязки (трубопроводов) и сепарационной емкости.

Блок учета продукции скважин является изделием полной заводской готовности, оснащен системами: отопления, электроснабжения, вентиляции, извещателем пожара, датчиками загазованности и средствами пожаротушения.

В блоке предусмотрен бордюр высотой 150 мм для предотвращения растекания продукта.

В блоке установлены: сепарационно-измерительная емкость, трубопроводная обвязка с запорно-переключающей арматурой, замерные устройства газа и жидкости.

Комплектно с технологическим блоком поставляется блок контроля и управления измерительной установкой.

Блок контроля и управления предназначен для размещения и обеспечения нормальных условий работы оборудования, управляющего работой измерительной установки.

В блоке управления расположены:

– станция управления, состоящая из шкафа электрооборудования и шкафа управления с контроллером;

– системы отопления, освещения, сигнализации.

<u>Дренажная система</u>

Для дренажа измерительной установки и блока дозирования реагентов предусмотрена емкость подземная горизонтальная дренажная V=5м^3, с заводским внутренним и наружным покрытием. Откачка дренажа из дренажной емкости осуществляется автотранспортом.

Для предотвращения создания избыточного давления при дренировании жидкости в ем-

кости и образования вакуума при откачке жидкости из емкости, предусмотрен дыхательный трубопровод, соединяющий газовое пространство емкости с атмосферой.

Для осуществления технологического процесса составляется технологический регламент по эксплуатации, в котором указываются требуемые параметры работы оборудования и трубопроводов, порядок их технического обслуживания. Обслуживающий персонал обеспечивает проведение технологического процесса путем управления насосами, потоками жидкостей, обеспечивает контроль режима работы оборудования, обслуживание оборудования, арматуры, трубопроводов с соблюдением технологического регламента и требований действующих нормативных документов, постоянное присутствие персонала на проектируемых площадках куста скважин – не требуется.

Затраты труда определяются составом и количеством сооружений, особенностями их обслуживания (например, необходимость периодической промывки, продувки или очистки), оснащенностью сооружений средствами телемеханики.

В процессе производства работ работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности труда:

– безопасность работников при эксплуатации сооружений, оборудования, применяемых в производстве инструментов;

– применение средств индивидуальной и коллективной защит работников;

– обязательная выдача специальной одежды, обуви и других индивидуальных средств защиты;

– обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;

– соблюдение производственной дисциплины;

– соблюдение графика планово-предупредительных ремонтов, осмотров и испытаний;

– необходимо разработать и утвердить положение о порядке организации безопасного производства работ на кустаой площадке в соответствии с Федеральным законом №116 от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

2. Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основным ресурсом для возможности безостановочного проведения технологического процесса добычи, учета и транспорта скважинной продукции является электроэнергия.

Основными потребителями электроэнергии являются:

- электродвигатели погружных центробежных насосов;
- электротехническое оборудование МДС;
- электротехническое оборудование измерительной установки;
- электротехническое оборудование БДР;
- арматура с электроприводом.

Электроснабжение потребителей площадок куста скважин осуществляется от проектируемой двухтрансформаторной подстанции 2КТП-630/6/0,4-УХЛ1. Количество, установленная и расчетная мощности электроприемников приведены в подразделе «Система электроснабжения» (06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС1).

Одним из ресурсов для технологических нужд является применение реагентов, закачиваемых с помощью блока дозирования реагента в нефтесборный коллектор и затрубное пространство добывающих скважин. Реагент ХПК-001 доставляется к БДР на кустаые площадки в стальных бочках автотранспортом заказчика (бортовыми автомобилями).

Удельный расход реагента для куста скважин составляет 15 г/м^3.

В таблице 2.1 приведены физико-химические свойства реагента ХПК.

Наименование показателя	Ингибитор коррозии ХПК-001
Внешний вид	однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета
Плотность при 20°С, г/см3	0,800-1,100
Температура застывания, °, не выше	Минус 50
Вязкость кинематическая при 20°С, мм^2/с, не более	80
Токсичность	3 класс (умеренно-опасные вещества)

В таблице 2.2 приведен химический состав ингибитора коррозии ХПК-001.

Компоненты	Количество (%)
Метанол	53
Катионоактивные поверхностно-активные вещества имидозалинового типа (реагент Азол-127)	15
Тиокарбамид	2
Вода	30

3. Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройства сбора и передачи данных от таких приборов

Проектом предусматривается установка приборов учета энергетических ресурсов и средств контроля и автоматизации.

Контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи.

Для организации технического учета электроэнергии в вводных ячейках отсеков РУНН предусмотрена установка счетчиков электроэнергии.

Сбор и передача данных от счетчиков осуществляется в существующую систему телемеханики.

Контроль и подтверждение соответствия вводимых в эксплуатацию сооружений требованиям оснащенности их приборами учета используемых ресурсов осуществляется Заказчиком. Необходимо периодически проводить проверку приборов учета, с целью определения их погрешности, с последующей калибровкой, при необходимости. Также необходимо создать нормативную и техническую базу для периодической поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности.

4. Описание источников поступления сырья и материалов

В таблицах 4 представлены геолого-физические характеристики пластов

Таблица 4. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Приложение №____

Верхневозейское месторождение Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

	Макарихинская свита (S1 mkr)			Сандивейская свита (S1 sn)		Веякская свита (S1 vk)				
	блок I	блок II	блок р-н скв.223	блок I	блок II	блок I	блок II	блок Ц-В	блок IV	блок р-н скв.218
Средняя глубина залегания кровли абсолютная отметка, м	-3320	-3600	-3620	-3450	-3515	-3350	-3380	-3300	-3440	-3480
Тип залежи	структурная, литологически и тектонически экранированная	структурная, литологически и экранированная	структурная, тектонически экранированная	структурная, литологически и тектонически экранированная	структурная, литологически и тектонически экранированная	структурная, тектонически и литологически экранированная	структурная, тектонически и литологически экранированная	структурная, тектонически экранированная	структурная, тектонически экранированная	структурная, тектонически экранированная
Тип коллектора	карбонатный, трещинно-каверно-поровый									
*Площадь нефтегазоносности, тыс.м^2	27056	4967	649	43210	17691	32447	36795	6195	38013	19833
Средняя общая толщина, м	150,2	140,2	140,2	68,3	114,8	71,5	113,9	116,6	83,9	113,9
*Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	12,02	4,07	2,23	9,26	9,48	13,00	10,82	16,93	7,2	5,14
*Коэффициент пористости, доли ед.	0,105	0,090	0,093	0,101	0,094	0,109	0,102	0,100	0,106	0,118
*Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,890	0,861	0,859	0,878	0,863	0,864	0,853	0,854	0,819	0,799
Проницаемость, 10^{-3}мкм^2	30,8	16,4	16,4	26,6	16,4	33,0	49,5	192,7	11,2	
Коэффициент гранулярности, доли ед.	0,11	0,09		0,22	0,25	0,36	0,2	0,3	0,22	0,22
Расчлененность	11,1	12,1	3	9,4	13,3	18,8	14,7	21,8	12	3
Начальная пластовая температура, °С	89-97/93,2	96,0	96,0	91-97/94,7	96,0	92-97/94,5	96,3	80-98/89	96,0	96,0
Начальное пластовое давление, МПа	35,9-38,5/36,9	39,0	39,0	36,3-38,5/37,2	39,0	38,5	36,4	37-38,3/37,7	35,0	38,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа•с	0.67-0.78	0,5	0,5	0.59-0.73	0,5	0,8	0,62	1,23	0.63-0.82	0,68
Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа•с	3,64-7,18/5,04	7,52	7,52	3,63-7,18/5,88	7,52	7,18-7,21/7,2	7,84		8,4	8,09
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0.656-0.672	0,658		0.656-0.675	0,658	0,687	0,644	0,627	0,68	0,687
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0.822-	0,823	0,823	0,820-	0,823	0,825-	0,822	0,823-	0,840	0,837

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

	0.826/0,824			0,825/0,82 2		0,831/0,8 28		0,824/0,8 24		
принято к ПЗ	**0,824**	**0,823**	**0,823**	**0,824**	**0,823**	**0,824**	**0,823**	**0,824**	**0,840**	**0,837**
Абсолютная отметка ВНК, м	3497±2	3555,0 0	3572,50	3497±2	3555	3497±2	3555	3395	3482	3515
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.341- 1.531/1,466	1,533		1,341- 1,425/1,39 7	1,533	1,341- 1,417/1,3 79	1,532	1,577- 1,711/1,6 44	1,503	1,461
принято к ПЗ	**1,425**	**1,531**	**1,531**	**1,425**	**1,531**	**1,425**	**1,531**	**1,645**	**1,504**	**1,462**
Содержание серы в нефти, %	0.19-0.26	0,17		0.15-0.26	0,25	0,15	0,21	0,44	0,16	0,39
Содержание парафина в нефти, %	6.1-8.8	6,4		6.1-6.85	6,70	6,60	6,50	5,35	8,00	5,50
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,37- 20,74/18,57	25,8		16,6- 20,74/18,5 7	25,8	16,6- 17,6/17,1	21,4	27-28/27	17,810	20,0
Газосодержание (ДР), $м^3/т$	167.4- 209.8/170,8	237,1	225,4	135,4- 172,7/158, 3	237,1	135,4- 155,5/14 5,5	202,1	255,9- 265,7/26 0,8	176,8	178,2
принято к ПЗ	**165,1**	**225,4**	**225,4**	**165,1**	**225,4**	**165,1**	**225,4**	**260,8**	**176,8**	**178,2**
Содержание сероводорода в газе (ДР), %об.	0,10- 0,94/0,47	0,6- 2,03/1, 44		0,07- 0,94/0,5	1,440		3,07	0,83- 1,52/1,18 (одн.разг .)		0,05
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа•с	0,400	0,40		0,400	0,400	0,40	0,400	0,410	0,40	н.д
Плотность воды в пластовых условиях, $т/м^3$	1,075	1,0622		1,075	1,062	1,07	1,062	1,087	1,078	н.д
Плотность воды в поверхностных условиях, $т/м^3$	1,056	1,0558		1,056	1,056	1,06	1,056	1,060	1,0542	н.д.
Сжимаемость, $1/МПа \times 10^{-4}$										
нефти	14.1-17.9	17,7		16.2-17.9	16,3	14.1-15.9	17,1	30,0	18,0	15,6
воды										
породы										
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.657-.727					0,746		0,525	0,636	

* данные приведены для каверно-порового коллектора

5. Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Обустройство куста скважин является составляющей технологического комплекса добычи, сбора, подготовки нефти, газа и пластовой воды, который включает в себя технологические процессы получения, замера и транспорта продукции скважин.

Производственный процесс нацелен на сбережение сырьевых ресурсов, экономию энергии, сокращению всех выбросов и отходов уже в процессе производства до окончания производственного процесса. Для снижения коррозионного воздействия нефтегазосодержащей жидкости на внутрискважинное оборудование, обсадные трубы, на оборудование и трубопроводы, в скважину и нефтесборный коллектор подается ингибитор коррозии.Оптимальные режимы ввода реагента подбирается экспериментальным путем.

Согласно техническому заданию на проектирование настоящим проектом предусматривается обустройство куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения.

Качественная подготовка добываемой продукции на кусте скважин не требуется.

6. Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Выбор оборудования осуществлен, исходя из задания на проектирование и технических условий, технологического режима эксплуатации скважин, физико-химических свойств добываемой продукции, климатических условий района расположения месторождения. Технологическое оборудование подобрано согласно рекомендациям заводов-изготовителей оборудования по опросным листам.

Надежность эксплуатации оборудования обеспечена следующими проектными решениями:

– все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение;

– все используемые материалы, оборудование и изоляционные покрытия рассчитаны на применение в транспортировке агрессивных сред с содержанием сероводорода;

– расчетное давление основного технологического оборудования превышает рабочее давление;

– по конструкции выбрано герметичное оборудование;

– соблюдены все требования экологической безопасности;

– выбор конструкционных материалов и материального исполнения оборудования соответствует регламентированным условиям технологического процесса и физико-химическим свойствам рабочей среды, при выборе конструкционных материалов также учтены категории взрывопожарной опасности зданий и сооружений СП 12.13130.2009;

– диаметры трубопроводов и толщины стенок рассчитаны, согласно требованиям ГОСТ 32388-2013;

– вентиляционный патрубок дренажной емкости, совмещенный с трубопроводом на свечу рассеивания оснащен предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;

– оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;

– управление насосом УЭЦН дистанционное и автоматическое;

– для защиты от коррозии технологического оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сернистого водорода, применяются ингибиторы коррозии и специальные покрытия, а также осуществляется контроль коррозионного состояния оборудования (установка датчика скорости коррозии);

– предусмотрена комплексная система автоматизации, обеспечивающая получение требуемого количества и качества добываемой продукции, безаварийную работу оборудования без постоянного пребывания обслуживающего персонала.

7. Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

В процессе эксплуатации скважины на внутренних стенках подъёмных насосно-компрессорных труб образуются асфальтосмолопарафиновые отложения. Ликвидация данных отложений выполняется механизмом депарафинизации скважин МДС-010М «Лебедка Сулейманова» с помощью скребка, опускаемого в скважину на глубину ниже глубины начала образования АСПО.

Ликвидация АСПО с внутренних стенок выкидного нефтепровода, нефтесборного коллектора, технологического оборудования выполняется передвижной парогенераторной установкой (ППУ) или мобильным агрегатом депарафинизации (АДП), подключенным к пропарочным штуцерам.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопроводов на проектном уровне.

Для проведения капитального и подземного ремонтов скважин, обслуживания и ремонта приустьевого оборудования и устья, на скважине проектом предусмотрено:

– фундамент для установки подъемного агрегата;

– площадка для установки приемных мостков-стеллажей с учетом их габаритов при развороте в рабочее положение;

– площадки обслуживания устьевой арматуры.

Производство капитальных и подземных ремонтов скважин выполняется специализированными бригадами, укомплектованными специальным оборудованием, инвентарными поддонами и якорями оттяжками.

Производство текущих ремонтов наземного оборудования осуществляется силами персонала КЦДНГ-4 и подрядных организаций.

Оборудование и материалы для проведения текущих ремонтов (замена трубопроводной арматуры, сальниковой набивки, межфланцевых прокладок и т.д.) размещаются в складских помещениях и на площадках складирования КЦДНГ-4.

При выполнении работ, связанных с технологическими работами и осмотром оборудования куста скважин, ремонтными работами, расчисткой снега и т.д., предусмотрено использование транспортных средств и спецтехники, базирующихся на территории КЦДНГ-4.

8. Перечень мероприятий по обеспечению требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах

В соответствии с п.п. 1,2,3 приложения 1 к Федеральному закону №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые технологические сооружения на площадках куста скважин являются вновь формируемыми опасными производственными объектами, ввиду обращения в технологическом процессе горючих газов, горючих и легковоспламеняющихся жидкостей представляющих опасность для окружающей среды и обслуживающего персонала, кроме того используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа, грузоподъемные механизмы.

Технологическое надземное оборудование размещено в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. Приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444.

Потенциальная опасность проектируемого объекта, согласно ГОСТ 12.0.003-2015, обусловлена наличием физических и химических опасных и вредных производственных факторов:

К физическим факторам относятся:

- возможность разгерметизации коммуникаций и оборудования с выбросом в рабочую зону рабочей среды;
- горение ЛВЖ и ГЖ при наличии источников воспламенения;
- электростатическая опасность;
- возможность поражения электрическим током при неисправности заземления электрооборудования и электрических сетей;
- возможность получения механических и термических травм;
- возможность загорания горючих смазочных и уплотнительных масел и обтирочных материалов при несоблюдении правил их хранения и нарушения противопожарных требований.

К химическим факторам относятся:

- токсичность веществ, обращающихся в системе подготовки и транспорта нефти, проникающих в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки.

Основными факторами, определяющими возникновение аварийной ситуации на объекте являются:

- нарушение технологического режима работы и мероприятий безопасности, предусмотренных инструкциями по обслуживанию;

- неисправность технологического оборудования, электрического освещения, а также средств защиты от статического электричества;

При этом устранение причин возникновения аварийных ситуаций и ликвидация аварий должны проводиться согласно инструкциям по эксплуатации и техники безопасности, разработанных на производственном объекте с учетом действующих нормативных документов, а также инструкций заводов-изготовителей оборудования.

При оценке возможности возникновения аварийной ситуации, степени тяжести последствий аварии определяющим является способ размещения технологического оборудования на площадке.

Характеристика объектов по взрывопожароопасности с указанием категории взрывопожароопасности, класса взрывоопасной зоны, категории и группы взрывоопасной смеси производственного процесса, приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 Характеристика объектов по взрывопожароопасности

Наименование объекта	Радиус взрывоопасной зоны, м	Категория взрывоопасных зон, по ПУЭ, по СП 423.1325800. 2018	Категория и группа смеси по СП 423.1325800. 2018	Минимальный вид взрывозащиты электрооборудования	Вид взрывозащиты электрооборудования
Приустьевая площадка (доб. скв)	3	В1г, 2	IIAT3	2Ex IIAT3 2Gc IIAT3	датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 1Exd[ia]IICT6 пост аварийной сигнализации ПАСВ1 1ExedmIICT5 датчик уровня ПМП-052 Ga/Gb Ex db IIB T3
Автоматическая замерная установка	помещение	В1а, 2а	IIAT3	2Ex IIAT3 2Gc IIAT3	датчика уровня ПМП Ga/Gb Ex d IIB T5 сигнализатор прохождения ОУ СР-1-01 1ExdIIcT6 IIA T3 Коробки клеммные 1ExdIIBT4 электроприводная задвижка 1Exd(e)IICT4 электродвигатель насоса

Блок дозирования реагентов	помещение	В1а, 2а	IIAT3		1Exd(e)IICT4 светильник 1ExdIIBT4 датчик уровня ПМП-052 Ga/Gb Ex db IIB T3
Емкость дренажная	5	В1г, 2г	IIAT3		

Для создания безопасных и благоприятных санитарно-гигиенических условий и уменьшения количества, выделяющихся в рабочую зону паров и газов, в проекте приняты следующие решения:

- контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающий о возникновении предаварийных и аварийных ситуаций и обеспечивающий минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;

- расположение аппаратуры с соблюдением соответствующих противопожарных разрывов;

- расположение зданий и сооружений с соблюдением соответствующих противопожарных разрывов;

- технические устройства в течение всего срока их использования подлежат техническому обслуживанию. Объем и сроки проведения профилактических работ для поддержания технического устройства в исправном состоянии определяются в технической документации на данное устройство. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, осуществляет контроль за проведением работ по техническому обслуживанию;

- к эксплуатации и обслуживанию технических устройств допускаются лица, прошедшие соответствующее обучение и имеющие документы установленного образца.

- молниезащита и заземление аппаратов, трубопроводов, арматуры и емкостей;

- автоматическая и ручная системы обнаружения пожара и загазованности;

- антикоррозионная защита емкостей и трубопроводов с применением ингибиторов коррозии и антикоррозионных покрытий;

- наличие дорог, подъездов для пожарной техники с твердым покрытием.

Материал внутреннего антикоррозионного покрытия емкостного оборудования подбирает изготовитель оборудования в соответствии с физико-химическими свойствами рабочей среды и параметрами рабочего процесса.

Для снижения взрывоопасности объекта в проекте приняты следующие решения:

– материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды температуры окружающей среды;

– герметичное исполнение технологического оборудования и трубопроводов;

– расположение аппаратуры и сооружений с соблюдением соответствующих противопожарных разрывов.

Все оборудование и запорная арматура должны быть выполнены и поставлены на основании опросных листов или утвержденной рабочей конструкторской документации на оборудование.

Опросные листы на запорную арматуру должны быть выполнены на бланках в полном соответствии с технической инструкцией по заказу трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ».

Документы, предоставленные Поставщиками оборудования и запорной арматуры на стадии предложения:

- технические устройства, применяемые (эксплуатируемые) на производственных объектах в процессе разведки, обустройства и разработки месторождений, должны изготавливаться специализированными организациями в соответствии с проектной (конструкторской) документацией, учитывающей требования промышленной безопасности, установленные нормативными документами Госгортехнадзора России, а также нормативными документами по стандартизации;

- в технической документации на техническое устройство, организация-изготовитель (поставщик) указывает условия и требования безопасной эксплуатации оборудования механизмов (в том числе в условиях коррозионно-агрессивной среды), методику проведения контрольных испытаний (проверок) этих устройств, ресурс и срок эксплуатации, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования;

- разрешения на применение на опасном производственном объекте Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;

- сертификаты (декларация) соответствия согласно требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТСЧ 032/2013);

- свидетельства о взрывозащите с приложениями;

- сертификаты соответствия нормативным документам РФ, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии РФ;

- перечни составных элементов с указанием их названия, типа, название изготовителя (если элемент изготовлен другим изготовителем), ссылки на стандарты или ссылочные номера изготовителя;

- схемы управления (электрические, пневмогидравлические и пневматические) приводами арматуры с подробным описанием их работы;

- документация на систему контроля и позиционирования, автомат АЗК, содержащая пневмогидравлические и электрические схемы, конструктивное исполнение и подробное их описание, а также описание устройства для их настройки в полевых условиях, с графиками или номограммами;

- руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию;

- сертификат соответствия системы сертификации ГОСТ Р; ТР/ТС;

- упаковочный лист.

Документация должна соответствовать ГОСТ 2.601-2013.

Показатели надежности, характеризующие безопасность запорной арматуры, должны быть не ниже:

- срок службы до списания (полный срок службы) – не менее 40 лет;

- назначенный срок службы – не менее 30 лет;

- назначенный ресурс – не менее 750 циклов или 240000 часов;

- наработка на отказ – не менее 250 циклов.

Материальное исполнение запорной арматуры следует выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров физико-химических свойств транспортируемой среды, требований нормативной документации и опросных листов на изготовление.

Окраска и маркировка запорной арматуры должна производится согласно ГОСТ Р 52760-2007. Защитное покрытие запорной арматуры должно обеспечивать защиту от коррозии на весь период службы в соответствии с условиями эксплуатации.

Основные работы, требующие привлечения дополнительного персонала, приходятся на периоды остановки производственного процесса на капитальный ремонт оборудования. Оперативно-техническое обслуживание, мелкий и аварийный ремонт оборудования проектируемой станции будет осуществляться штатом сервисного персонала. Компоновочные решения разработаны исходя из принципа минимизации затрат при оптимальном размещении оборудования. При этом учтены следующие условия:

- централизация управления производством;

- безопасность и удобство эксплуатации и обслуживания оборудования;

- возможность и удобство монтажа и ремонта оборудования.

Для снижения взрывопожарной и пожарной опасности производства в проектной документации предусматриваются следующие мероприятия и требования к технологическому оборудованию:

- материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды и температуре окружающей среды;

- применение герметичных систем технологических процессов, аварийных и дренажных систем для утилизации газа и ЛВЖ;

- для повышения надежности и герметичности оборудования, работающего при избыточном давлении, в проекте предусмотрены предохранительные клапаны, защищающие аппараты и трубопроводы от превышения давления сверх допустимых величин;

- для перекачки ЛВЖ применены электронасосные агрегаты с двойным торцевым уплотнением;

- технологическое оборудование расположено на наружных установках, снабжено площадками для обслуживания оборудования с ограждением, лестницами и проходами, обеспечивающими безопасную эвакуацию производственного персонала;

- установка ручных пожарных извещателей на всех наружных установках технологических площадок.

Запорная арматура должна быть испытана в соответствии с ГОСТ Р 53402-2009 «Арматура трубопроводная. Методы контроля и испытания» и ТУ, при этом обязательный объем испытаний должен включать испытания:

- на прочность и плотность основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением;

- на герметичность затвора;

- на герметичность относительно внешней среды;

- на функционирование (работоспособность).

Результаты испытаний должны быть отражены в паспорте арматуры.

Применение запорной арматуры в качестве регулирующей (дросселирующей) не допускается.

Запорная арматура должна иметь указатели положения запирающего элемента («открыто», «закрыто»).

Аппараты и трубопроводы после вывода оборудования из работы и их освобождения от продуктов следует пропарить водяным паром. Во время пропарки аппаратов и емкостей, температура поверхностей должна быть не ниже 60 ˚С. Продолжительность пропарки устанавливает-

ся соответствующими инструкциями для каждого типоразмера оборудования индивидуально, но должна быть не менее 24 часов. Пропарка аппаратов должна производиться при закрытых люках;

- после освобождения аппарата должен быть вскрыт нижний штуцер или люк и взята проба воздуха для анализа на содержание в нем опасных концентраций паров продукта (должно быть не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени НКРП);

- во время чистки аппаратов необходимо смачивать отложения, находящиеся на стенках аппарата техническими моющими составами. При чистке аппаратов применяются искробезопасные инструменты. На выполнение этих работ оформляется наряд-допуск в установленном порядке;

Все сосуды и аппараты после их изготовления подлежат обязательному гидравлическому испытанию на заводе – изготовителе пробным давлением на 25 % превышающим расчетное давление, после чего наносится внутреннее и наружное антикоррозионное покрытие и выполняется консервация аппарата с указанием в руководстве по эксплуатации условий и сроков его хранения.

После монтажа оборудования, до пуска его в работу проводится техническое освидетельствование, которое ограничивается наружным и внутренним осмотром. Объемы, методы и периодичность технического освидетельствования оборудования определяет завод – изготовитель с указанием необходимых сведений в руководстве по эксплуатации. В случае отсутствия таких указаний техническое освидетельствование оборудования должно проводиться:

- один раз в год наружный и внутренний осмотр;

- один раз в 8 лет гидравлическое испытание пробным давлением, на 25 % превышающим расчетное давление.

Для надземных технологических трубопроводов используются трубы бесшовные из стали марки 20А, повышенной коррозионной стойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой (длина концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм).

Для подземных технологических трубопроводов используются трубы бесшовные из стали марки 20А, повышенной коррозионной стойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с

температурой длительной эксплуатации покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой (длина концевых участков без внутреннего покрытия 50 мм). Наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена.

Для трубопроводов подачи реагентов используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 20А.

Толщина стенки трубопроводов и их деталей определена расчетом на прочность с учетом расчетного давления, расчетной температуры и прибавки на коррозию, учитывающей коррозионные и эрозионные свойства прокачиваемых сред.

Все надземные трубопроводы теплоизолируются.

Опорожнение надземных трубопроводов при остановке обеспечивается уклоном не менее 0,002 в сторону дренажей для удаления жидкости, кроме того, в верхних точках трубопроводов предусматриваются воздушники для удаления газа.

Проектный уклон технологических трубопроводов обеспечивается изменением высоты строительных конструкций опор по всей длине трубопроводов.

Основными элементами теплоизоляционной конструкции является теплоизоляционный и покровный слои, а также армирующие и крепежные детали. Выбор теплоизоляционных материалов и изделий при проектировании осуществлен с учетом их назначения, области применения, совместимости элементов теплоизоляционной конструкции между собой и материалом изолируемого объекта, с учетом воздействия агрессивных факторов окружающей среды, а также требования пожарной безопасности, санитарно-гигиенических норм и норм технологического проектирования.

Конструкция тепловой изоляции отвечает требованиям:

– энергоэффективности;

– эксплуатационной надежности и долговечности;

– безопасности для окружающей среды и обслуживающего персонала.

В качестве основных теплоизоляционных материалов для технологических трубопроводов применяются полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003, а также маты минераловатные прошивные

В качестве материала покровного слоя применяются листы из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80 толщиной 0,5 мм.

Для прокладки технологических трубопроводов предусматривается оптимальное расположение опорных конструкций и поворотов эстакады трубопроводов, исключающих возможность возникновения уровня вибрация выше допустимых значений.

Блоки дозирования реагентов, имеющие в своем составе плунжерные дозировочные насосы, оборудованы гасителями пульсации на нагнетательных трубопроводах, что исключает условия возбуждение вибраций от данного типа оборудования.

Монтаж технологических надземных трубопроводов предусматривается на опорах корпусных приварных скользящих и неподвижных по ОСТ 36-146-88. Надземные переходы технологических сетей через автодороги и проезды выполняются в виде стальных рам на забивных сваях из стальных труб на высоте не менее 5 м от полотна дороги. Расположение опор предусматривается в местах сосредоточения нагрузок, а также по возможности ближе к арматуре, фланцам, фасонным деталям и т.п., на расстоянии не менее 50 мм от сварных швов для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

Выбор материала корпусных хомутовых опор – сталь 20А.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов предусматривается за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов.

Согласно СП 75.13330.2011, ГОСТ 32569-2013, Федеральных норм и правил на прочность, плотность и герметичность пневматическим способом испытываются технологические трубопроводы, после установки запорной арматуры и приборов контроля и автоматики.

При проведении испытания на прочность и плотность, испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Испытательное давление на плотность в трубопроводе равно рабочему давлению в трубопроводе. Все технологические трубопроводы дополнительно испытываются на герметичность. Испытательное давление на герметичность в трубопроводе равно рабочему давлению в трубопроводе. Продувка трубопроводов производится сжатым воздухом под давлением равным рабочему.

Все трубопроводы групп А, Б (а), Б (б), помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием.

Величина дополнительного пневматического испытания трубопроводов на герметичность принимается равной рабочему давлению в трубопроводе.

Контроль качества сварных соединений выполняется радиографическим методом в 100% объеме по требованию заказчика (что не уменьшает требований нормативной документации).

Расчетный срок службы трубопроводов 20 лет, определен на основе расчета толщины стенки.

На всех трубопроводах, транспортирующих вещества группы «А», «Б» должна быть установлена трубопроводная арматура с герметичностью затвора класса «А» по ГОСТ 9544-2005.

Трубопроводы и фасонные детали применяются с толщиной стенки и из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях и заданных климатических условиях.

Пневмтаические испытания всех трубопроводов выполнить пробным давлением Рпроб. = 1,43 Ррраб., но не менее 2 кгс/см².

Для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии на площадке применяется подача из блоков БДР реагента - ингибитора коррозии реагента ХПК-001, который доставляется к БДР на кустаую площадку в стальных бочках автотранспортом заказчика (бортовыми автомобилями).

Удельный расход реагента для куста скважин составляет 15 г/м^3.

Защита оборудования, трубопроводов и оборудования предусматривается антикоррозионными покрытиями в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019.

9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

К работе с оборудованием куста скважин допускаются лица, имеющие соответствующую профессиональную подготовку, прошедшие инструктаж согласно перечню обязательных инструкций, сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Добыча продукции скважин ведется в автоматическом режиме, что позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Проектными решениями не предусматривается изменение количества штатного обслуживающего персонала.

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства и решений направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах

Мероприятия по охране труда на каждом рабочем месте являются приоритетными и направлены на снижение производственного травматизма, сохранение здоровья, работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и, как следствие, на повышение условий и производительности труда.

Указанные мероприятия разрабатываются в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.1995 года №843 «О мерах по улучшению условий и охраны труда», а также другими нормативно-правовыми актами по охране труда.

Технологический процесс сбора, подготовки и транспортировки нефти сопряжен со следующими производственными опасностями, которые могут привести к аварийным ситуациям с серьезными нежелательными последствиями:

- обращение в оборудовании и трубопроводах большого количества легковоспламеняющихся, горючих и вредных веществ, вдыхание паров которых может привести к отравлению;

- взрыво- и пожароопасность перекачиваемого продукта и его паров (нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям 3-го класса. Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей паров нефти с воздухом - IIA-T3. Температура самовоспламенения нефти 250 °С);

- технологический режим сбора, подготовки и транспорта продукции происходит при повышенных давлениях;

- опасность разгерметизации оборудования с выбросом опасных веществ, связанная с отказами, разрушением и поломками, вызванными физическим износом оборудования, механическими повреждениями, браком при сварке, усталостью металла;

- повышенная вероятность отказов электрооборудования, технологических трубопроводов, арматуры, систем контроля и автоматики, составляющих комплекс противоаварийной защиты;

- большое количество запорной арматуры;

- наличие грузоподъемных механизмов при несоблюдении «Правил безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов» может стать причиной травматизма.

- наличие брака при строительно-монтажных работах, заводского брака.

Все технологические решения приняты с учетом охраны труда и техники безопасности для производственного персонала. Принятая технологическая схема обеспечивает герметичность процесса и исключает выброс вредных и опасных веществ в нормальном рабочем режиме эксплуатации.

Основными условиями обеспечения безопасности являются подготовленность обслуживающего персонала, строгое соблюдение режимных параметров, соблюдение производственной дисциплины, надлежащее содержание рабочих мест, а также соблюдение графика планово-предупредительных ремонтов, осмотров и испытаний оборудования.

Обслуживающий персонал должен пройти обучение безопасным приемам труда и инструктаж по технике безопасности.

Руководство предприятия обязано организовать периодическую проверку знаний правил техники безопасности.

Ликвидация аварийной ситуации на производственной площадке должна производиться в соответствии с утвержденным планом ликвидации аварийной ситуации (ПЛАС).

В соответствии с условиями труда и действующими нормами, рабочий персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты по установленным нормам, кроме того руководство предприятия обязано организовать их надлежащее санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание.

Показатели производственной среды, шум, вибрация, освещенность, загазованность, температура и влажность воздуха рабочих зон при выборе аппаратуры, оборудования, приборов и конструкций предусмотрены проектом в пределах допустимых норм.

Для проведения работ с применением открытого огня на производственной площадке в каждом отдельном случае необходимо оформлять наряд-допуск на выполнение данного вида работ, утвержденный Главным инженером предприятия и согласованный начальником пожарной охраны.

Для предотвращения несчастных случаев и травматизма следует содержать в чистоте полы, лестницы и площадки, убирать инструменты, детали оборудования и мусор в специально отведенные места, доступ к лестницам и пожарным выходам должен быть свободным.

Для обеспечения безопасности труда проектом предусмотрено:

- широкое внедрение телемеханизации и диспетчеризации;

- блокировка оборудования и сигнализация при отклонениях от заданных параметров эксплуатации технологического объекта;

- наличие освещения, молниезащиты и заземления на производственной площадке;

- постоянный автоматизированный контроль за ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны на наружных площадках и в помещениях;

- установка флюгеров на видных местах для определения направления ветра.

Не допускается пребывание на объекте лиц, не прошедших соответствующего инструктажа по безопасности.

Организация рабочих мест удовлетворяет следующим эргономическим и психологическим требованиям:

- досягаемость – рациональная планировка рабочего места предполагает такое размещение всех технических средств и рабочих материалов, которое позволяет работать без лишних движений, приводящих к утомлению и лишним затратам времени;

- обозримость;

- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации машин и механизмов;

- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между оператором и оборудованием;

- оптимальное размещение оборудования, главным образом средств отображения информации и органов управления, благодаря которому обеспечивается удобное положение оператора при работе;

- четкое обозначение органов управления, элементов системы обозначения информации, других элементов оборудования, которые нужно находить, опознавать и которыми работник должен манипулировать;

- обеспечение комфорта в производственных помещениях (температурный режим, допустимый уровень акустических шумов, создаваемый оборудованием рабочего места);

- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасности и указывающих на необходимые меры предосторожности при работе.

11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Безопасность производственного процесса обеспечивается выбором режима работы оборудования и его размещением, профессиональным отбором и обучением персонала.

С целью обеспечения безопасности объекта, предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения взрыво- и пожаробезопасности объекта проектом предусматриваются следующие мероприятия:

– технологический процесс протекает в герметичной аппаратуре и коммуникациях;

– оборудование, арматура, трубопроводы выбраны на давление не ниже давления питающего источника, в необходимых случаях предусмотрены предохранительные клапаны;

– предусмотрена автоматизация процесса, обеспечивающая предупредительную и аварийную сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений;

– предусмотрено использование взрывозащищенного электрооборудования в исполнении, проектом предусмотрена автоматическая защита электрооборудования при повреждении, специальные мероприятия по молниезащите и защите от статического электричества;

– для изоляции поверхностей емкостей и трубопроводов приняты несгораемые материалы;

– освобождение аппаратов при необходимости, предусматривается в подземную дренажную емкость посредством закрытой герметичной системы;

– аппараты, подлежащие вскрытию для внутреннего осмотра, очистки и ремонта, освобождаются от продукта, отключаются, отглушаются от действующих аппаратов, пропариваются и продуваются воздухом;

– оборудование рабочих мест и производственных площадок первичными средствами пожаротушения;

– наличие стационарных систем пожаротушения, включающих системы пожарной сигнализации.

Размещение технологического оборудования обеспечивает удобство и безопасную его эксплуатацию, возможность проведения ремонтных работ. Предусмотрено наружное освещение технологических установок.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала проектом предусмотрено устройство достаточных эксплуатационных проходов между технологическим оборудованием.

Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочих на высоту более 0,75 метра, оборудуются площадками и лестницами с перилами. Уклон лестниц составляет не более 60°.

Запорная арматура размещается в зонах удобных для обслуживания. Для арматуры, в случаях, когда штурвал расположен на высоте более 1,8 метра, предусмотрено сооружение площадок обслуживания.

Оборудование, где возможен разлив продуктов, установлены на бетонных площадках, огражденных по периметру сплошным бортиком высотой не менее 0,15 метра. Поверхностные воды с этих площадок отводятся в ливневую канализацию.

Для обеспечения нормальных условий труда при обслуживании и ремонте оборудования, на наружных установках используются передвижные грузоподъемные механизмы, тали, блоки, кран-укосины, ручные тележки.

Для защиты от физических и химических факторов, работающие должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты (спецодежда, спецобувь, рукавицы, каска, противогаз и другие средства индивидуальной защиты).

Уровень звукового давления от работающего оборудования на территории блоков не должен превышать предельно допустимый уровень шума по ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности», что составляет 80 дБ. В случае увеличения уровня звукового давления требуется применение средств индивидуальной защиты (наушники, беруши).

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала проектом предусмотрены следующие мероприятия:

– заземление и зануление нетоковедущих частей электрооборудования и всех металлических частей, нормально не находящихся под напряжением;

– заземление и зануление металлических строительных и производственных конструкций (для выравнивания потенциалов);

– соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей электрооборудования;

– быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети;

– защита от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений;

– защита от статического электричества;

За исправностью пожарной связи и сигнализации необходимо осуществлять систематический надзор и контроль службами эксплуатации объекта.

Ко всем средствам пожарной связи (телефонам, пожарным извещателям и т.п.) необходимо обеспечивать свободный доступ в любое время суток и указан порядок вызова пожарных частей.

С целью исключения ситуаций и условий возникновения пожара необходимо соблюдать следующие основные правила безопасности ведения процесса:

– все аппараты и оборудование должны эксплуатироваться в соответствии с техническими условиями поставщиков оборудования;

– не допускать нарушений параметров технологического режима установки, установленного утвержденным технологическим регламентом, следить за исправностью контрольно-измерительных приборов;

– систематически проверять состояние и исправность действия предохранительных клапанов;

– следить за исправностью систем сигнализации;

– систематически осматривать оборудование и своевременно ремонтировать его;

– систематически проверять состояние и исправность средств пожаротушения, средств защиты от статического электричества;

– строго соблюдать действующие инструкции и положения по охране труда, пожарной и газовой безопасности;

– запрещается производство ремонтных работ на аппаратах и трубопроводах, находящихся под давлением и на действующем оборудовании;

– запрещается эксплуатация аппаратов, емкостей и другого оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии и неисправности КИПиА;

– запрещается применять при ремонте инструмент, дающий искру при ударах.

Технологический процесс оснащен системой автоматизации, с учетом категорирования технологических блоков, в соответствии с требованиями ФНП «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (далее - ФНП ОПВБ).

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, для объектов производственного назначения

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного/зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт. Расположение диспетчерского пункта для куста скважин №4084 раздел проекта «Сети связи» (06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС5).

1.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г2. План расстановки средств автоматизации и телемеханизации представлен на чертежах 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г4.

Для куста скважин №4084 объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина (12 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- блок дозирования реагентов БДР (1 шт.);
- МДС (12 шт.);
- КТП (1 шт.);
- емкость дренажная V=5 м3;
- электроприводная задвижка на общем коллекторе на выходе с куста (1 шт.).

<u>Добывающие скважины</u>

Добыча нефти на скважине осуществляться механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевой арматуры.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе скважины;

– дистанционный контроль давления в затрубе скважины;

– контроль состояния насоса;

– контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;

– деблокировка аварии;

– работа по заданной программе;

– сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;

– отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке (технологический блок и аппаратурный блок), в блоке дозирования реагентов;

– отключение УЭЦН при загазованности в технологическом блоке измерительной установки;

– отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины;

– отключение УЭЦН при закрытии задвижки на нефтесборном коллекторе.

Автоматизированная измерительная установка

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

– дистанционное измерение дебита по нефти, воде и газу;

– контроль давления в коллекторе;

– контроль и управление переключателем скважин;

– контроль несанкционированного доступа в помещение замерной установки;

– местное и дистанционное измерение температуры в помещении замерной установки;

– сигнализация аварии в замерной установке;

– контроль загазованности в помещении замерной установки;

– включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке измерительной установки при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;

– отключению оборудования измерительной установки при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке ИУ и при пожаре;

– аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;

– автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Блок дозирования реагентов БДР

Автоматизация блока дозирования реагентов выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

– дистанционное измерение расхода, давления, температуры, уровня реагента;

– местное и дистанционное измерение температуры в помещении блока;

– состояние насоса реагента;

– управление двигателем дозировочного насоса;

– дистанционное измерение уровня реагента в расходном баке реагента;

– сигнализация низкого уровня реагента в емкости реагента;

– сигнализация пожара в блоке;

– сигнализация несанкционированного доступа;

– контроль загазованности в помещении БДР;

– включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;

– отключению оборудования при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке и при пожаре;

– аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;

– автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

– сигнализация верхнего уровня в емкости;

Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

– управление задвижкой электроприводной на общем коллекторе на выходе с куста: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии (аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении после задвижки (Pmax/Pmin)), при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке, в блоке дозирования реагентов; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора диспетчерского пункта;

– сигнализация состояния (открыто/закрыто/неисправность).

КТП

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

– дистанционное измерение напряжения по фазе А, В, С;

– дистанционное измерение тока фазы А, В, С.

МДС

– работа МДС в автоматическом режиме;

– защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы, перегруз мощности на валу, непроход препятствия вверх, непроход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);

– отключение МДС при останове ЭЦН;

– выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

1.2 Телемеханизация куста скважин

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Структурная схема КТС АСУ ТП представлена в графической части раздела 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г5.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

– нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);

– средний уровень – шкаф телемеханики (СУ ТМ), в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;

– верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

– измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА, «сухой» контакт, частотно-импульсный;

– запорно-регулирующая арматура (ЗРА).

Первичное преобразование физических величин в электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики установленного в пункте контроля и управления (ПКУ) на площадке КТП куста скважин.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

Шкаф телемеханики представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф телемеханики состоит из:

1) ПЛК:

- ЦПУ ;

- модули дискретного ввода;

- модуль дискретного вывода;

- модули аналогового ввода;

- блок питания 24В.

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;

- источник бесперебойного питания 1500 VA с АКБ;

- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;

- источник питания полевого оборудования 24В.

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу ТМ.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, основную и резервную рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

– сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;

– сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;

– телеуправление;

– ведение базы данных;

– наглядное представление хода технологического процесса;

– хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;

– обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;

– формирование регламентных отчетных документов;

– интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС5). Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Объем информации, передаваемой с куста скважин №1 в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНА С ЭЦН			
Дебит скважины по жидкости ($м^3$/сут)	x	-	-
Давление линейное	x	x	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	x	x	x
Напряжение по фазам А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	x	x	-
Сопротивление изоляции	x	x	-
Загрузка ПЭД	x	x	-
Частота выходная	x	-	-
Давление на входе ПЭД	x	x	-
Температура жидкости на входе ПЭД	x	x	-
Температура ПЭД	x	x	-
Вибрация по осям ПЭД	x	x	-
Частота турбинного вращения	x	-	-
Причина последнего отключения	x	-	-
Дата и время последнего отключения	x	-	-
Наработка с момента последнего запуска	x	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	x	-	x
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	x	-	x
Аварийный останов	-	-	x
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С	x	x	-
Коэффициент мощности	x	-	-
Мощность активная	x	x	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	x	-	-

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Время опускания	x	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	x	-	-
Период очистки	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	x	-	-
Время до автоматического пуска	x	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	x	-	-
Останов при провисе	x	-	-
БДР			
Расход реагента (г/т, по уровню в емкости)	x	x	-
Расход реагента накопленный, за сутки	x	-	-
Давление реагента	x	x	-
Уровень реагента	x	x	-
Температура реагента	x	x	-
Состояние насоса заправки реагента (включен/отключен)	-	x	-
Частотное управление двигателем дозировочного насоса	x	x	x
Состояние дозировочного насоса (включен/отключен)	-	x	x
Сигнализация неотключения ТЭН при минимальном уровне реагента в емкости	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Сигнализация загазованности	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА			
Дебит скважины по нефти (т/сут)	x	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м3/сут)	x	-	-
Плотность жидкости	x	-	-
Обводненность нефти	x	-	-
Давление в общем коллекторе	x	x	-
Положение ПСМ	-	x	x
Время замера	-	x	x
Режим работы (ручной, автоматический)	-	x	x
Несанкционированный доступ	-	x	-
Температура в БТ	x	x	-
Температура в БА	x	x	-
Сигнализация загазованности в БТ	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Аварийный останов	-	-	x
ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ			
Уровень в емкости (верхний)	-	x	-
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Пожар на кусте скважин	-	x	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	x	-
Температура в шкафу БС	x	x	-

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

1.3 Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia IIA T3 Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0ExiaIIBT4GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ Р 58367-2019 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики на площадках скважин предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения (см.06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС1). Дополнительно в шкафу телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания 1500 VA с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие

строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным заполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS/КУВЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм2. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм2. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Прокладка внешних искробезопасных и искроопасных цепей, в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 22782.5-78*, осуществляется раздельными кабелями.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водо-газопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, короба с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

Таблица 7 – Вид взрывозащиты электрооборудования

Наименование объекта	Радиус взрыво-опасной зоны, м	Категория взры-воопасных зон, по ПУЭ, по СП 423.1325800. 2018	Категория и группа смеси по СП 423.1325800. 2018	Минимальный вид взрывоза-щиты электро-оборудования	Вид взрывозащиты электро-оборудования
Приустьевая площадка (доб. скв)	3	В1г, 1	IIAT3	1Ex IIAT3 1Gb IIAT3	датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia IIA T3 Ga X) Коробки клеммные 1ExdIIBT4
Автоматическая замерная уста-новка	помещение	В1а, 1а	IIAT3	1Ex IIAT3 1Gb IIAT3	Коробки клеммные 1ExdIIBT4 электроприводная задвижка 1Exd(e)IICT4 светильник 1ExdIIBT4 датчик уровня ПМП-052 Ga/Gb Ex db IIB T3
Блок дозирова-ния реагентов	помещение	В1а, 1а	IIAT3		
Емкость дре-нажная	5	В1г, 1г	IIAT3		

13. Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)

В период эксплуатации Верхневозейского месторождения источником выбросов загрязняющих веществ является площадка куста скважин.

Состав выбросов представлен легкими углеводородами, проникающими в атмосферу через неплотности фланцевых соединений технологического оборудования, расположенных на площадках куста скважин.

Источниками поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве объекта являются строительные машины, механизмы, передвижные дизельные электростанции, сварочные и шлифовальные, газорезательные и лакокрасочные посты.

Передвижные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу характеризуются постоянным изменением их местоположения, количеством одновременно работающих источников, а также различным режимом и временем их работы.

Подробная информация о результатах расчетов выбросов в атмосферу представлена в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» 06-04-2НИПИ/2022-1-ООС1.

Сбросов в водные источники в настоящем проекте не предусмотрено.

14. Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

При проектировании объекта обустройства куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения предусмотрены мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду:

- герметизация системы сбора и транспорта нефти, предусматривающая установку отсекающей арматуры (задвижка Ду80, Ру4,0 МПа) на выкидном трубопроводе Согласно ГОСТ 9544-2015 вся арматура имеет класс герметичности затвора А;
- напорная система сбора и транспорта продукции скважин, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти и газа в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- защитное обвалование площадки куста скважин высотой не менее 1 м, откосы обвалования укрепляются посевом трав по торфо-песчаной смеси, толщиной слоя 10 см. Насыпь планировки выполняется из привозного песчаного грунта;
- выбор материалов, конструкций сосудов и трубопроводов с учетом обеспечения прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры нефтегазовой эмульсии и окружающей среды до максимальной;
- выбор оборудования и установок на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, в максимально возможном объеме блочного и блочно-комплектного типа по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса;
- использование при строительстве нефтегазопроводов труб стальных бесшовных горячедеформированных из стали 20А, прошедшие испытание на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284.

15. Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

При эксплуатации сооружений на площадках куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения не образуются производственные отходы. Так как на площадке куста скважин не предусмотрено постоянного присутствия рабочего персонала, хозяйственно-бытовые отходы также не образуются.

16. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Для предупреждения и уменьшения теплопотерь, сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок трубопроводы теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными, изготовленными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003, с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали ГОСТ 14918-80. Запорная арматура и устьевая арматура изолируется быстросъемными термочехлами из несгораемых материалов.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры соответствует требованиям нормативно-технической документации. Теплоизоляция обладает высокой огнестойкостью и низкой токсичностью продуктов горения, высокой теплопроводностью и низкой водопроницаемостью, химически устойчива к воздействию промышленной атмосферы, удобна при монтаже, сохраняет все свои технические характеристики в процессе эксплуатации.

Для подземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция из сегментов теплоизоляционных из экструзионного пенополистирола.

Подземная дренажная емкость ЕП-5 поставляется в комплекте с заводской теплоизоляцией из рулонов из вспененного каучука и защитного покрытия в соответствии с СП 61.13330.2012.

17. Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Блочно-модульные здания на площадке куста скважин №4084 Верхневозейского месторождения поставляются укомплектованными технологическим оборудованием, системой отопления и нагревательными приборами, системой вентиляции и кондиционирования воздуха заводом-изготовителем блок-боксов.

Тип, марку и количество отопительного, вентиляционного оборудования, кондиционеров определяет завод-изготовитель.

Основные решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха приняты для помещений с временным присутствием обслуживающего персонала согласно требованиям СП 60.13330.2020, СП 7.13130.2013, ВНТП 01/87/04-84 с изм. №1, ГОСТ Р 58367-2019, ПУЭ 7.

Внутренняя отделка производственных зданий блочно-комплектной поставки решается заводами – изготовителями в соответствии с назначением помещений.

Для отделки полов, стен и потолков должны применяться материалы, разрешённые органами Госсанэпиднадзора. Полы должны быть прочными из материалов группы НГ не впитывающими жидкость, антистатическими.

Энергосбережение обеспечивается за счет выбора высокотехнологичного оборудования, использования энергоэффективных схемных решений и оптимизации управления системами:

- рациональные объемно-планировочные решения, которые обеспечат оптимальный уровень энергозатрат при строительстве и эксплуатации;
- наружные двери в помещениях должны быть утепленными;
- применение современных, эффективных теплоизоляционных материалов группы горючести НГ, плотностью не более 125 кг/м3;
- применение ограждающих конструкций здания с приведенным сопротивлением теплопередаче отдельных ограждающих конструкций не менее нормируемых значений сопротивлений теплопередаче,
- автоматическое регулирование тепловой мощности нагревательного элемента электрического отопительного прибора в зависимости от температуры воздуха в помещении с помощью термостатов и датчиков температуры воздуха;

– применения отдельных систем для помещений разного функционального назначения и разных режимов работы;
– применение простых (неразветвленных) вентиляционных сетей;
– снижение аэродинамического сопротивления систем;
– применения воздуховодов круглого сечения и более высокого класса плотности;
– применение энергоэффективного оборудования (вентиляторов, кондиционеров).

Для организации технического учета электроэнергии в вводных ячейках отсеков РУНН предусмотрена установка счетчиков электроэнергии.

Сбор и передача данных от счетчиков осуществляется в существующую систему телемеханики.

18. Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технических регламентов

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с действующими нормами и правилами, требованиями взрыво- и пожароопасности.

Проектными решениями предусмотрены:

- размещение сооружений выполнено с соблюдением минимальных противопожарных разрывов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019 и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- герметизированная система сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов, их утилизация из мест аварийных утечек в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019 и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и разработанным планом ликвидации аварий;
- все трубопроводы и арматура приняты из расчета максимально возможного рабочего давления, на максимальную добычу жидкости в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019;
- применение в максимально возможных объемах блочного и блочно-комплектного оборудования и установок в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019;
- защита оборудования, трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019;
- применение технологического оборудования, укомплектованного системами автоматического управления в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019 и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

19. Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Кустовая площадка скважин №4084 Верхневозейского месторождения не является объектом транспортной инфраструктуры. Проектируемые объекты расположены на удалении более 200 м от границы земельных участков, предоставленных для размещения объектов транспортной инфраструктуры. В соответствии с п. 1 «Требований по обеспечению транспортной безопасности объектов (зданий, строений, сооружений), не являющихся объектами транспортной инфраструктуры и расположенных на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством Российской Федерации к охранным зонам земель транспорта», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 23.01.2016 г. №29, мероприятия по выполнению требований по обеспечению транспортной безопасности объектов в проекте не разрабатываются.

Библиография

1	190-ФЗ от 29.12.2004	Градостроительный кодекс Российской Федерации
2	74-ФЗ от 3 июня 2006 г.	Водный кодекс
3	116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
4	Постановление №87 от 16.02.2008	Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию
5	Постановление №390 от 25.04.2012	Правила противопожарного режима в Российской Федерации
6	Постановление № 843 от 26 августа 1995 г.	О мерах по улучшению условий и охраны труда (в ред. Постановления Правительства РФ от 21.03.98 № 332)
7	ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
8	ГОСТ Р 8.615-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
9	ГОСТ Р 21.1101-2009	Основные требования к проектной и рабочей документации
10	ГОСТ Р 51330.5-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения
11	ГОСТ Р 51330.11-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам
12	ГОСТ Р 30852.13-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
13	ГОСТ Р 53315-2009	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
14	ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
15	ГОСТ 2.105-95	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Общие требования к текстовым документам
16	ГОСТ 2.106-96	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Текстовые документы

17	ГОСТ 2.301-68	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Форматы
18	ГОСТ 12.4.009-83	Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
19	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
20	ГОСТ 23740-79	Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ
21	ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
22	СП 12.13130.2009	Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
23	СП 18.13330.2010	Генеральные планы промышленных предприятий
24	СП 75.13330.2011	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы
25	СП 76.13330.2011	Электротехнические устройства
26	СП 77.13330.2011	Системы автоматизации
27	СНиП 22-01-95	Геофизика опасных природных воздействий
28	СП 161.13330.2012	Строительная климатология
29	СП 50.13330.2010	Тепловая защита зданий
30	ГОСТ 32388-2013	Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия
31	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 года № 534	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
32	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и

		нефтеперерабатывающих производств"
33	ПУЭ 7	Правила устройства электроустановок. Издание седьмое
34	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа
35	СТМ 14-29-2009	Электрические и трубные проводки систем автоматизации. Проходки проводок через ограждающие строительные конструкции
36	РД 39.142-00	Методика расчета выброса вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования
37	ТУ-газ-86	Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов
38	Приказ № 444 от 21.12.2021	Приказ об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
39	ГОСТ Р 54808-2011	Арматура трубопроводная. нормы герметичности затворов
40	06-04-2НИПИ/2022-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
41	06-04-2НИПИ/2022-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
42	06-04-2НИПИ/2022-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
43	06-04-2НИПИ/2022-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации.
44	ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
45	ГОСТ Р 58367-2019	Обустройство месторождений нефти на суше

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г1	Ведомость документов графической части	
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г2	Принципиальная технологическая схема и схема	
	автоматизации куста скважин №4084	
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г3	План площадки куста скважин №4084	
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г4	План расположения средств автоматизации	
	и телемеханизации	
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г5	Структурная схема КТС АСУТП	

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Nдок.	Подп.	Дата
Разраб.		Литвинов			
Проверил		Литвинов			
Н. контр.		Салдаева			

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г1

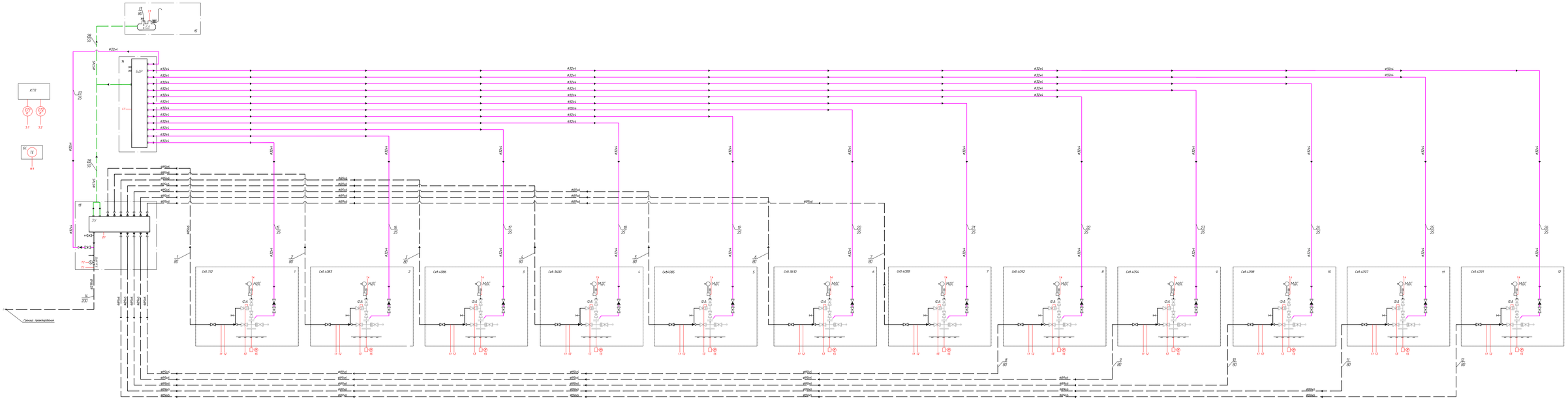
Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства

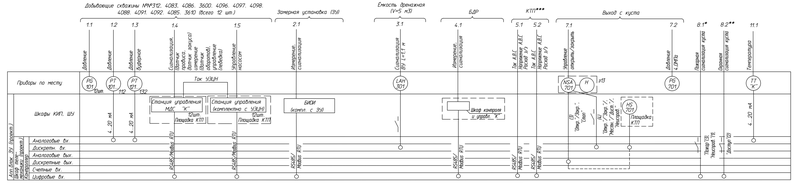
Стадия	Лист	Листов
П		1

Ведомость документов графической части

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А4





Характеристика трубопроводов

Обозначение	Наименование транспортируемого продукта	Категория трубопровода	Рабочие условия трубопровода: температура, °С	Рабочие условия трубопровода: давление, МПа (кгс/см²)	Испытание	Давление испытания, МПа (кгс/см²)	Дополнительные указания
1-12	Нефтяная	I		4,0	Гидр.		* См. примечание 11
	эмульсия				Прочн.	5,72	
					Герметн.	4,0	
13-14	Нефтяная	I		4,0	Гидр.		
	эмульсия *				Прочн.	5,72	
	реагент				Герметн.	4,0	
15-27	Реагент	I		4,0	Гидр.		
					Прочн.	5,72	
					Герметн.	4,0	
28	Дренаж	II		атм.	Гидр.		
					Прочн.	0,2	
					Герметн.	0,1	

Ведомость технологических узлов

Номер узла по схеме	Наименование технологического узла	Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Класс помещения и наружных установок по ПУЭ	Группа процессов по санитарной характеристике
1-12	Обвязка устья скважин	Ан	-	В-Iа	
13	Агрегатизированная	А	II	В-Iа	
	шкафная установка				
	технологический блок				
14	Блок дозирования	А	IV	В-Iа	
	реагентов				
	технологический блок				
15	Емкость дренажная	Ан	-	В-Iа	
	V=5м³				

Условные обозначения

Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование
	Задвижка		Нефтяная эмульсия
	Задвижка с электроприводом		Дренаж
	Клапан обратный проходной		Канализация
	Электроприводитель		
	Граница проектирования		
	Точка коррозионного мониторинга		
	Муфта "Сухого разъема"		

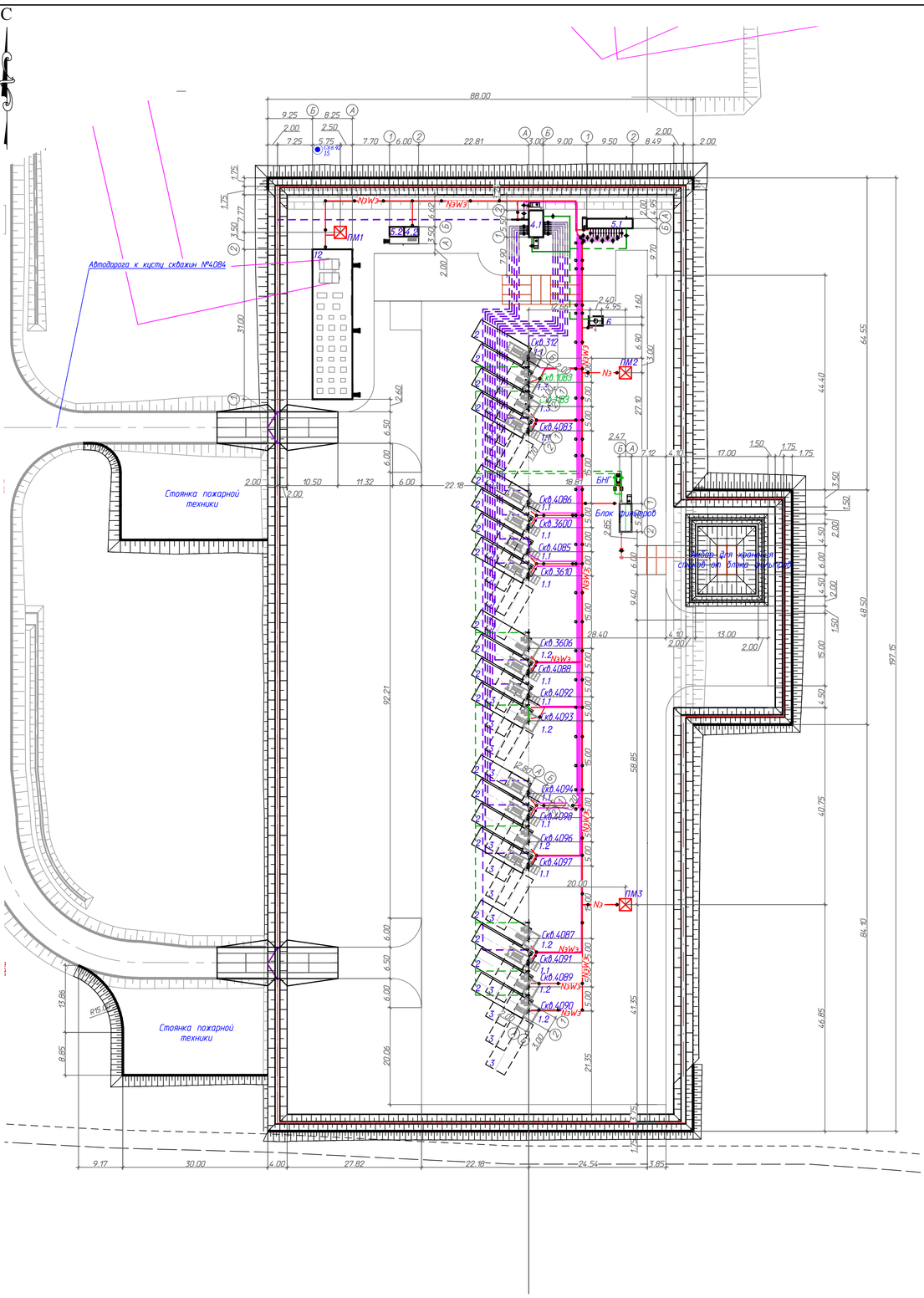
Примечание:

1. Испытательное давление на прочность принято согласно п. 13.2.1 ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к целостности и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах" и на герметичность согласно п. 13.3.3 ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к целостности и эксплуатации на взрывоопасных и химически опасных производствах". Pисп = Pраб. для бездушных трубопроводов Pисп = 0,1 МПа.
2. "*" - при испытании на прочность подъем давления 5% от Пр. в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту. Продолжительность пробега не менее 10 минут. При испытании на герметичность продолжительность не менее 24 ч. Падение давления не должно превышать 0,1% в час.
3. Условные обозначения по ГОСТ 13566-69, по ГОСТ 2.780-70, по посылке « ГОСТ 21.408-93 ПК-5-91».
4. Оценочные и выбросными на технологическом трубопроводе условно не показаны.

1. "Ж" - оборудование, поставляемое изготовителем с установкой арматуры, КТП.
2. " * " - приборы и вывод сигналов в шкаф телемеханики предусмотрен в разделе 06-04-ЭМ/ЕМ/2022-1-ПВ.
3. "** " - приборы и вывод сигналов в шкаф телемеханики предусмотрен в разделе 06-04-ЭМ/ЕМ/2022-1-ИОС5.
4. "*** " - реализуется в разделе 06-04-ЭМ/ЕМ/2022-1-ИОС1.

						06-04-ЭМ/ЕМ-2022-1-ТМ1/2	
						Обустройство Верхнетебинского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Грачёв			10.23	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Лыбовский			10.23	П	1	1
Н. контр.		Сидорова			10.23	Технологическая схема куста скважин №4088 и схема автоматизации	ООО "ЭНГИ нефть и газ" УГТУ	

Формат А4х3



Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование		Координаты
1.1	Приустьевая площадка добывающей скважины	12 шт.	
1.2	Приустьевая площадка нагнетательной скважины	6 шт.	
1.3	Приустьевая площадка водозаборной скважины	2 шт.	
2	Фундамент под подъемный агрегат	20 шт.	
3	Площадка установки приемных мостков	20 шт.	
	Автоматизированная измерительная		
	установка на единой раме:		
4.1	Технологический блок	1 шт.	
4.2	Аппаратурный блок	1 шт.	
	Блок дозирования реагентов		
5.1	Технологический блок	1 шт.	
5.2	Аппаратурный блок	1 шт.	
6	Емкость дренажная V=5м3	1 шт.	
ПМ1-ПМ4	Прожекторная мачта	4 шт.	

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Трубопровод пластовой воды, подземной прокладки
	Трубопровод пластовой воды, надземной прокладки
	Трубопровод дренажа от промывки фильтров, подземной прокладки
	Трубопровод дренажа от промывки фильтров, надземной прокладки
	Выкидная линия, подземной прокладки
	Выкидная линия, надземной прокладки
	Дренажный трубопровод, подземной прокладки
	Дренажный трубопровод, надземной прокладки
	Трубопровод подачи реагента, надземной прокладки по эстакадам
N3	Силовые кабели, прокладываемые по эстакаде
W3	Кабель КИП, прокладываемый по эстакаде
N1	Силовые кабели, прокладываемые в траншее
	Заземление

Согласовано

Взам. инв. №

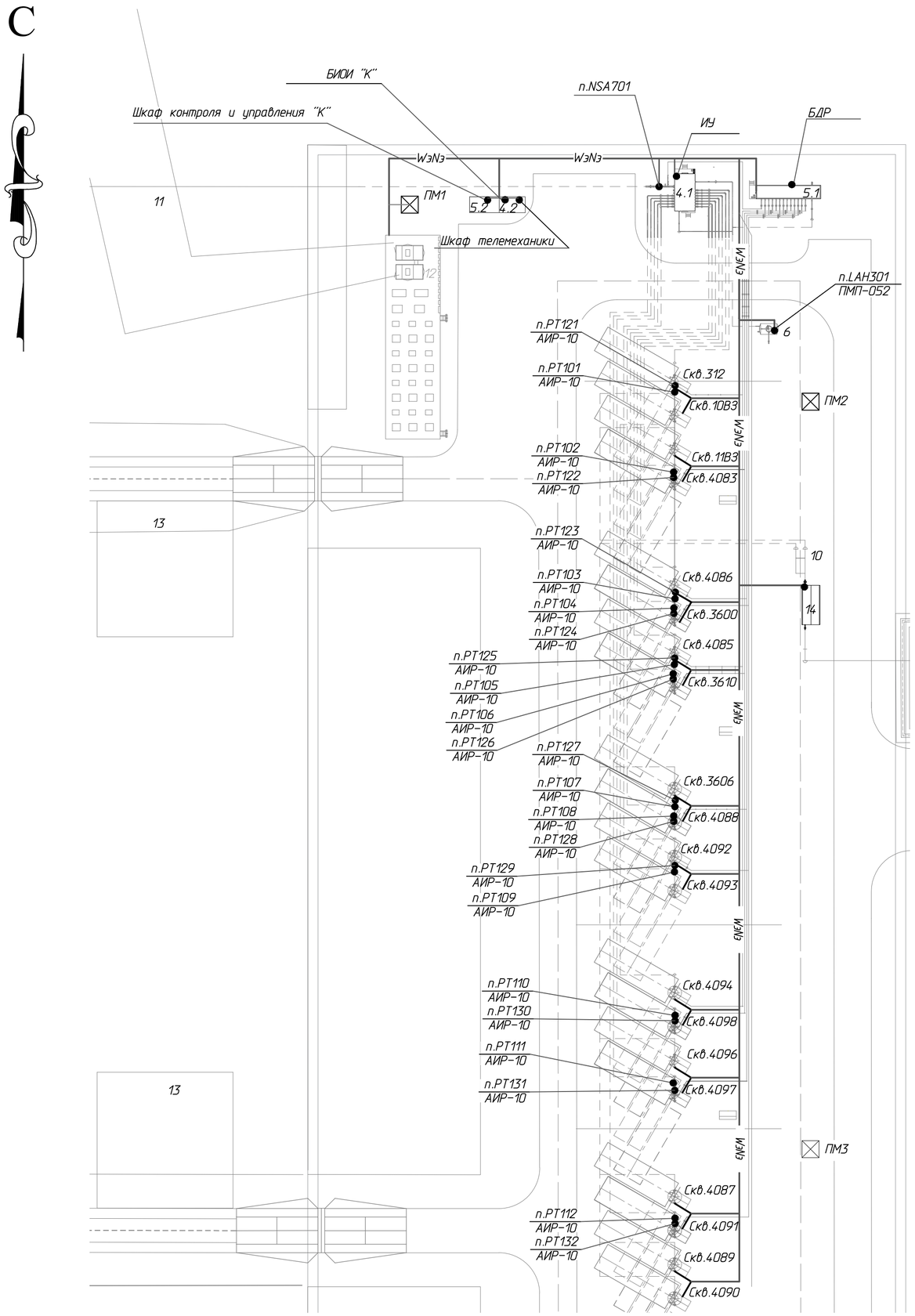
Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ-2022-1-ТР1.ГЗ		
						Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства		
Разраб.		Сазанская			10.23		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Лутфинов			10.23		П		1
Н. контр.		Салдаева			10.23	План площадки куста скважин №4084	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Формат А3х3

План. М 1:500



Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование		Координаты
1.1	Приустьевая площадка добывающей скважины	12 шт.	
1.2	Приустьевая площадка нагнетательной скважины	6 шт.	
1.3	Приустьевая площадка водозаборной скважины	2 шт.	
2	Фундамент под подъемный агрегат	20 шт.	
3	Площадка установки приемных мостков	20 шт.	
	Автоматизированная измерительная		
	установка на единой раме:		
4.1	Технологический блок	1 шт.	
4.2	Аппаратурный блок	1 шт.	
	Блок дозирования реагентов		
5.1	Технологический блок	1 шт.	
5.2	Аппаратурный блок	1 шт.	
6	Емкость дренажная V=5м3	1 шт.	
7	Номер не используется		
8	Номер не используется		
9	Номер не используется	1 шт.	
10	БНГ	1 шт.	
11	Узел пуска-приема СОД	1 шт.	
12	КТП	1 шт.	
ПМ1 -ПМ4	Прожекторная мачта	4 шт.	
М01	Молниеотвод	1 шт.	
13	Стоянка для пож. техники	2 шт.	
14	Блок фильтров ППД	1 шт.	
15	Амбар для хранения стоков от блока фильтров	1 шт.	

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
——— WэNэ ———	Кабели КИП, прокладываемые по эстакаде совместно
	с силовыми кабелями

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г4		
						Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства		
Разраб.		Шнер			10.23		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кононов			10.23		П		1
Нач.отд.		Попков			10.23				
Н. контр		Салдаева			10.23	План расположения средств автоматизации и телемеханизации	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Согласовано

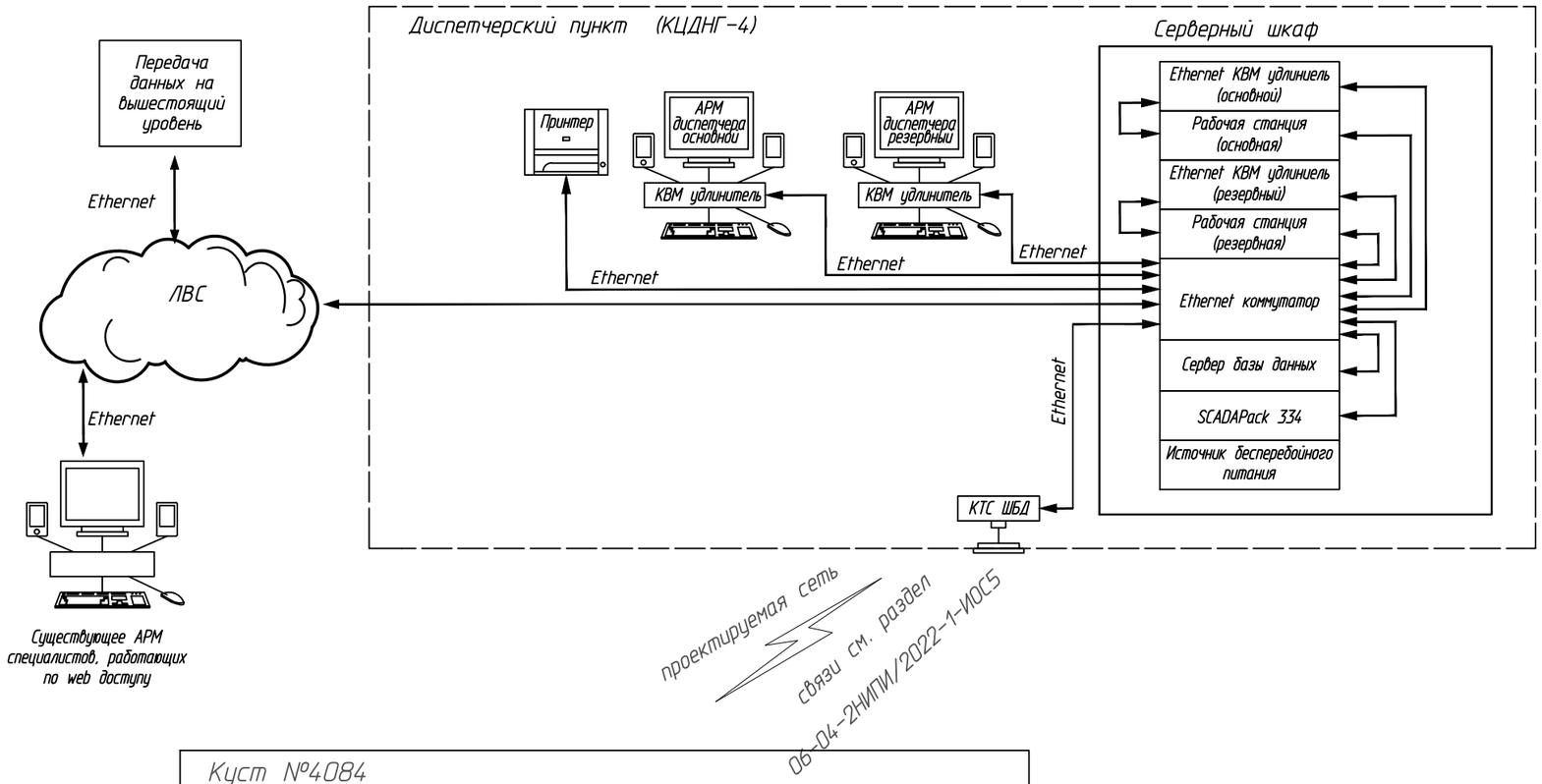
Взам. инв. №

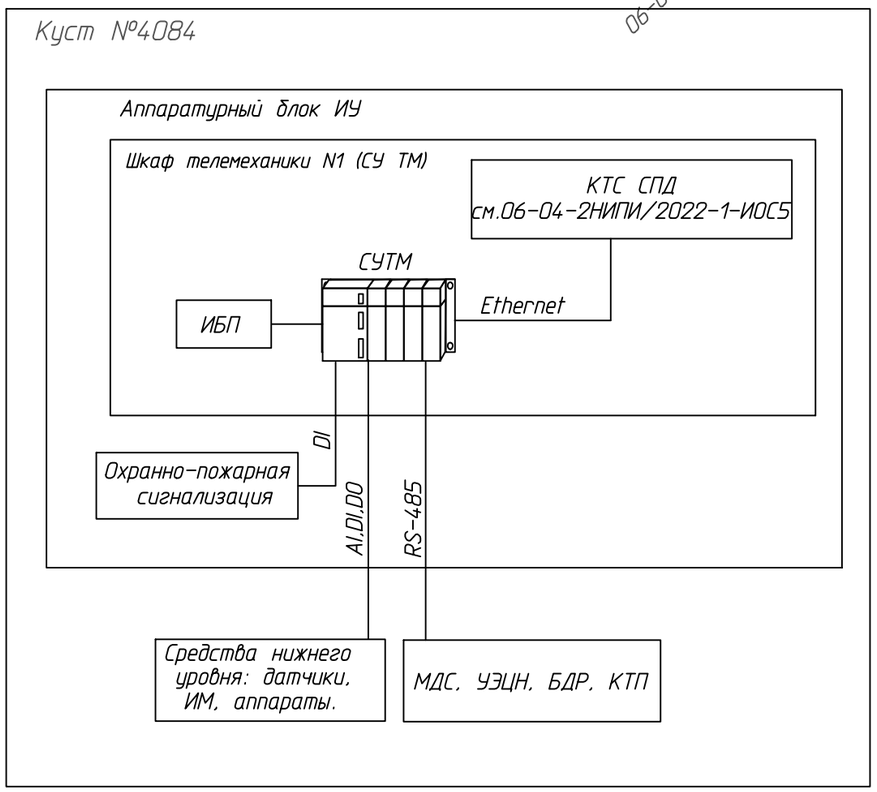
Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А1

Структурная схема системы





Условные обозначения:

- оборудование существующее
- оборудование проектируемое
- оборудование, предусмотренное смежными разделами

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР1.Г5			
						Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства.			
Разраб.		Телицын			10.23		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кононов			10.23		П		1
Нач.отд.		Попков			10.23				
Н. контр		Салдаева			10.23	Структурная схема КТС АСУТП	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Формат А3