

«КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА № 4 МЕТЕЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРОМ КОММУНИКАЦИЙ»

Раздел 6 «Технологические решения»

Часть 1 «Куст скважин»

102-21-ТХР1

Том 6.1

**«КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА № 4 МЕТЕЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С КОРИДОРом КОММУНИКАЦИЙ»**

Раздел 6 «Технологические решения»

Часть 1 «Куст скважин»

102-21-ТХР1

Том 6.1

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

Генеральный директор



Главный инженер проекта

О. А. Иванова

В. Л. Писарев

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
102-21-ТХР1.С	Содержание тома	2
102-21-ТХР1.ТЧ	Текстовая часть	4
	Графическая часть:	
102-21-ТХР1.ГЧ1	Схема технологическая со схемой автоматизации	90
102-21-ТХР1.ГЧ2	Сети технологические. План (1:500)	91

* - сквозная нумерация

Согласовано				

Подп. и дата	Взам. инв. №		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.С			
Разраб.		Серебряков			11.23	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Иванов			11.23		ООО «ИЦ «Проектор»		
ГИП		Писарев			11.23				

СОДЕРЖАНИЕ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ

1.	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	6
2.	Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	7
3.	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	13
4.	Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе, энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	14
5.	Описание источников поступления сырья и материалов	15
6.	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	17
7.	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	18
7.1	Оборудование кустовой площадки	18
7.1.1	Блок дозирования метанола (БДМ-1 – БДМ-5)	18
7.1.2	Ёмкость подземная дренажная (ЕП-1).....	19
7.2	Технологические трубопроводы	23
7.2.1	Выбор арматуры, труб и деталей трубопроводов.....	23
7.2.2	Гидравлический расчет трубопроводов	27
7.2.3	Классификация и характеристика трубопроводов	27
7.2.4	Расчет трубопроводов на прочность.....	28
7.2.5	Прокладка трубопроводов	30
7.2.6	Сварка трубопроводов.....	31
7.2.7	Контроль качества сварных соединений	33
7.2.8	Испытание трубопроводов и оборудования.....	35
7.2.9	Изоляция трубопроводов и арматуры.....	39
7.2.10	Требования к монтажу трубопроводов, оборудования. Сдача – приемка смонтированных трубопроводов	40
8.	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования	43

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

102-21-ТХР1.ТЧ

Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Серебряков			11.23
Н.контр.	Иванов			11.23
ГИП	Писарев			11.23

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	89
ООО «ИЦ «Проектор»		

9. Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах44

10. Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников..... 47

10.1 Численность эксплуатационного персонала 47

10.2 Организация и оснащение рабочих мест..... 47

10.3 Квалификационные требования к персоналу, обучение персонала 51

10.4 Факторы производственной среды 51

10.5 Защита работающих в условиях отрицательных температур 55

10.6 Производственный шум..... 56

10.7 Вибрация..... 58

10.8 Освещение 59

10.9 Электромагнитные излучения 60

10.10 Качество воздуха 62

10.11 Тяжесть и напряженность трудового процесса 63

10.12 Общая гигиеническая оценка 65

10.13 Медицинские осмотры 66

11. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объектов капитального строительства..... 69

11.1 Обслуживание 73

11.2 Надзор во время эксплуатации..... 73

11.3 Ревизия трубопроводов 74

11.4 Ревизия арматуры 76

12. Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 78

13. Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники..... 79

14. Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду 80

15. Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 81

16. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
						Инд. № подл.

материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов..... 82

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..... 83

18. Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 84

19. Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов..... 88

20. Охрана труда, противопожарные мероприятия 89

21. Перечень федеральных законов, нормативных правовых актов Российской Федерации и соответствующего субъекта Российской Федерации, нормативных документов 91

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.ТЧ

1. СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ

В административном отношении проектируемый объект расположен в Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, Известинский лицензионный участок, Метельное месторождение.

Разработка Метельного месторождения ведется АО «НК «Янгпур».

В данном томе рассмотрены проектные решения по площадке куста скважин №4 Метельного месторождения.

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрено обустройство 10 скважин: пяти добывающих газоконденсатных, двух нефтяных и трех скважин, нагнетательных устья которых расположены на кустовой площадке №4.

Режим работы скважин круглосуточный круглогодичный. Добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом.

Перечень скважин проектируемого куста №4 приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Перечень и характеристика скважин куста №4

Порядковый номер скважины	Номер скважины	Назначение скважины	Объект разработки	Добыча газа, тыс. ст. м ³ /сут	Добыча жидкости, м ³ /сут
1	1С	Добывающая газоконденсатная	ПК 18/1	300	-
2	2С	Добывающая газоконденсатная	ПК 19/2	109	-
3	875	Нагнетательная		-	-
4	876	Нагнетательная		-	-
5	877	Добывающая нефтяная	БП 7/2	323	24
6	878	Добывающая газоконденсатная	ПК 19/2	250	-
7	879	Добывающая газоконденсатная	БП 7/2	250	40
8	Х	Добывающая нефтяная	БП 7/2	323	24
9	Х1	Добывающая газоконденсатная	ПК 19/2	109	-
10	Х2	Нагнетательная		-	-
ИТОГО по К-4				1664	84

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ

Обустройство площадки куста скважин №4 выполнено в соответствии с:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;
- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов», утвержденными приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 529;
- СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений Требования пожарной безопасности»;
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- Правилами устройства электроустановок.

На площадке куста скважин предусмотрено следующее технологическое оборудование и сооружения:

- Добывающие газоконденсатные скважины (поз. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5 по ГП);
- Нагнетательная скважина (поз. 2.1, 2.2, 2.3 по ГП);
- Скважина, добывающая нефтяная (поз. 4.1, 4.2 по ГП);
- Блок дозирования метанола (поз. 5.1 – 5.3 по ГП);
- Распределительный узел (поз. 6 по ГП);
- Емкость подземная дренажная (поз. 5 по ГП);
- Емкость подземная дренажная (поз. 12 по ГП);
- Измерительная установка ИЦ 40-2-400 (поз.11 по ГП)
- ГФУ (мобильная, поставка бригады КРС, ПРС) (поз.13 по ГП);
- Площадка КТП 6/ 0,4кВ (поз. 6 по ГП);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

5

- Площадка под ДЭС 400кВА (поз. 7 по ГП);
- Блок местной автоматики (поз. 8 по ГП);
- Прожекторная мачта (поз. ПМ1 по ГП);
- Технологические трубопроводы.

В настоящей проектной документации устья газоконденсатных скважин расположены на расстоянии 15 друг от друга, в нарушении приложения № 3 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534. Аргументированные пояснения данных решений будут отражены в соответствующем обосновывающем отчете.

Температура на устье скважин зависит от текущего режима работ и может достигать плюс 40°C, статическое давление на устье скважины 11,5 МПа.

Устье газоконденсатных скважин оборудовано фонтанной арматурой. Из фонтанной арматуры продукция добывающих скважин с давлением до 11,5 МПа и температурой до плюс 40°C поступает в линию G72 Ду100, оснащенную дросселирующим устройством РД1. После дросселирующего устройства газ и газовый конденсат добывающих скважин с давлением до 10 МПа подаются в линию G72 Ду150 на УКПГ. Прокладка трубопровода G72 на площадке куста скважин предусмотрена подземно.

На выкидной линии каждой скважины после дросселирующего устройства предусмотрено механическое отсекающее устройство (поз. УО-1 - УО-5) автоматически перекрывающее трубопровод при снижении или повышении давления после дросселирующего устройства РД1 ниже 4,0 МПа или выше 12 МПа.

Устье каждой скважины оборудовано манометрами, термометрами, датчиками давления и температуры. До и после дросселирующего устройства РД1 ведется замер давления, температуры с передачей показаний на АРМ оператора.

Устья газоконденсатных скважин оборудованы задавочными линиями WA50 Ду80 с запорной арматурой и обратным клапаном для подключения насосного агрегата при глушении скважины.

Проектом на линии G72 в районе распределительного узла (поз. 6 по ГП) предусмотрен узел для подключения передвижной мобильной измерительной установки. Имеется возможность перевести продукцию любой добывающей скважины на измерение в мобильной измерительной установке. Выход продукции с мобильной измерительной установки предусмотрен в общий коллектор с куста №4 Ду150.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	102-21-ТХР1.ТЧ		Лист
											6

Для дистанционного отключения площадки куста скважин от линейного газопровода на УПГиСГК Метельного месторождения на выходе сборного трубопровода с площадки куста скважин предусмотрена запорная арматура с электрическим приводом Аз1. Предусмотрено автоматическое закрытие Аз1 при повышении давления в трубопроводе G72 до Аз1 свыше 12 МПа.

Газопровод с куста скважин №4 на УПГиСГК Метельного месторождения предусмотрен рабочей документацией ш. 1214-Р-0101-ТЛ, водовод для подачи воды на куст скважин №4 Метельного месторождения от УПГиСГК предусмотрен рабочей документацией ш. 1214-Р-02001-ТЛ, выполненной по отдельному договору между АО «НК «Янгпур» и ООО «ЮГРАНЕФТЕГАЗПРОЕКТ».

Для предотвращения гидратообразования в скважине и надземных трубопроводах на устьях газоконденсатных скважин предусмотрена подача метанола. Для хранения запаса метанола и его закачки в скважину и надземные трубопроводы предусмотрены Блоки дозирования метанола (поз. БДМ-1 – БДМ-3 по тех. схеме).

Для газоконденсатной скважины поз.1.5 по ГП предусмотрена отдельная дозирующая установка поз.5.3 по ГП. Для газоконденсатных скважин поз.1.1 и поз.1.2, поз.1.3 и поз.1.4 предусмотрены БДМ-1 и БДМ-2 соответственно. Каждый из БДМ-1 и БДМ-2 работает на 2 газоконденсатных скважины. Подача метанола от БДМ-1-3 в скважины производится по трубопроводу С05 Ду25. Метанол подается под давлением до 25 МПа. Ввод метанола предусмотрен в затрубное пространство добывающей скважины и в выкидную линию скважины до регулятора РД1. Управление расходом метанола осуществляется дистанционно с АРМ оператора. В БДМ-1-3 установлен датчик давления, расходомер, уровнемер в баке с выводом показаний на АРМ оператора.

Для предотвращения замерзания влаги и гидратообразования надземных участков проектируемых трубопроводов, предусмотрена их теплоизоляция. Для запорной арматуры предусмотрены съемные термочехлы.

Для дренажа с блоков дозирования метанола предусмотрена подземная дренажная емкость (поз. ЕП-1 по тех. схеме) объемом 5 м³. Периодическая откачка ЕП-1 по мере необходимости предусмотрена автомобильной техникой. Емкость ЕП-1 оборудована сигнализатором верхнего уровня с выводом показаний на АРМ оператора. Дыхательная линия ЕП-1 оснащена огнепреградителем.

Продукция от добывающей нефтяной скважины №877 под рабочим давлением до 2,5 МПа (Р_{макс.раб}=4,0 МПа), температурой от плюс 15 до плюс 25 °С по индивидуальному выкидному трубопроводу N1 поступает в горизонтальный сепаратор

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата
							Индв. № подл.

С-1 для отделения нефтяной содержащей и частичной сепарации газа. Сепаратор расположен на площадке с твердым покрытием и бордюром по периметру. После сепаратора выделившийся газ по трубопроводу G70 Ду50 подается в общую систему газосбора с кустовой площадки. Нефть поступает в передвижную ЗУ для выполнения поскважинного учета добываемой нефтегазоводяной эмульсии.

Продукция от добывающей нефтяной скважины №Х под рабочим давлением до 2,5 МПа ($P_{\text{макс.раб}}=4,0$ МПа), температурой от плюс 15 до плюс 25 °С по индивидуальному трубопроводу поступает на площадку передвижной замерной установки для выполнения поскважинного учета добываемой нефтегазоводяной эмульсии.

В перспективе проектом предусмотрена стационарная автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) на 4 подключения Организация измерения продукции скважин соответствует ПНСТ 360-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

После АГЗУ нефтегазоводяная смесь по нефтесборному трубопроводу транспортируется для дальнейшей подготовки на установку предварительной подготовки нефти (УППН).

Проектом предусмотрено подключение добывающих скважин №877 и №Х для замера продукции на передвижную замерную установку. В дальнейшем замер продукции скважин будет осуществляться в проектируемой ЗУ (отдельным этапом). Для возможности подключения продукции скважин на передвижную ЗУ, проектом предусмотрены узлы переключения запорной арматуры.

Способ эксплуатации скважин – механизированный с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН). Проектируемые нефтяные скважины оборудуются электроцентробежными насосами.

Выкидные линии от скважин №877 и №Х до запорной арматуры (Аз2) предусматриваются на расчётное давление 4 МПа, задавочные линии предусматриваются на расчётное давление 32МПа. Расчетное давление газопроводов пластового газа (до запорной арматуры (Аз1) и коллектор сбора сырого газа до Аз1) принимаются по давлению настройки предохранительного клапана - 16 МПа.

Согласно п.6.3.7 СП 231.1311500.2015, для обеспечения возможности отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения, на нефтесборном трубопроводе на выходе с АГЗУ установлена электроприводная задвижка с дистанционным и автоматическим управлением (Аз2), срабатывающая по сигналам

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

противоаварийной защиты. При закрытии Аз2 происходит автоматическое отключение всех нефтяных скважинных насосных установок.

На входном выкидном трубопроводе от скв.877 до С-1 предусмотрена задвижка с электроприводом Аз4 Ду80 Ру4,0 МПа для возможности аварийного отключения С-1. На линии G70 предусмотрена задвижка с электроприводом Аз3 Ду80 Ру4,0 МПа для возможности аварийного сброса газа в общую газосборную сеть с куста скважин.

На трубопроводе сырого газа на выходе с куста скважин установлена Аз1, срабатывающая по сигналам противоаварийной защиты. При закрытии Аз1 происходит автоматическое отключение всех газоконденсатных скважинных при помощи УО-1,2,3.

Проектной документацией по выходу с куста скважин необходимо предусмотреть линейную часть трубопровода сырого газа и нефтесборный трубопровод т.к.

1) Пункты назначения у данных трубопроводов разные. Нефтесбор транспортирует нефтегазоводяную эмульсию до пункта сбора и подготовки нефти (дегазация, сброс подтоварной воды). Трубопровод сырого газа транспортирует продукцию газоконденсатных скважин до пункта по очистке и переработки газа.

2) У нефтесбора и трубопровода сырого газа разные рабочие давления. Подавать продукцию газоконденсатных скважин с давлением 12,0-16,0 МПа в нефтесбор с рабочим давлением не более 4,0 МПа недопустимо, т.к. все оборудование и арматура нефтесбора рассчитана на давление не более 4,0МПа.

Технологической схемой обвязки куста скважин предусмотрена линия G71 сброса газа от газоконденсатных скважин №№ 891, 892, 894 на мобильную горизонтальную факельную установку (ГФУ), которая поставляется и монтируется на объект бригадой КРС, ПРС при наличии производственной необходимости. Технологической схемой предусмотрена секущая задвижка в районе газораспределительного узла, к которой бригада КРС, ПРС приступающая к работам, подключает мобильную ГФУ.

Перспективная задвижка предусмотрена Ду80 Ру16,0 МПа.

Все оборудование поставляется в полной заводской готовности.

Дренажи от технологических сооружений С-1 и перспективной замерной установки ИУ, сборы сброса от предохранительного клапана ИУ, собираются по дренажным коллекторам в подземную дренажную емкость ЕП-2 V=12,5 м³.

Нефтеводная смесь после заполнения дренажной емкости откачивается самовсасывающим насосом передвижной автоцистерны с дальнейшим вывозом на ДНС для возврата в технологический процесс подготовки нефти.

Проектом предусматривается использование отечественного оборудования блочной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.

поставки, обеспечивающее минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность запроектированных объектов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

3. ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

Для ведения производственного процесса проектируемый объект нуждается в метаноле, электрической энергии.

Для предотвращения гидратообразования в стволе скважины, наземных трубопроводах используется метанол технический по ГОСТ 2222-95.

Завоз метанола на площадку куста скважин осуществляется автомобильной техникой. Потребление метанола определяется текущим режимом работы добывающей скважины.

Описание решений по электроснабжению, расчет потребления электроэнергии представлен в Подразделе 1 «Система электроснабжения» (см. 102-21-ИОС1).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
								11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

4. ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Решения по учету электроэнергии представлены в Подразделе 1 «Система электроснабжения» (см. 102-21-ИОС1).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

5. ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Состав и физико-химические свойства добываемой продукции скважин приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Сведения о составах добываемой продукции по пластам

№	Показатель	ПК 18/1 (газ пластовый)	ПК 19/2 (газ пластовый)	БП 7/2 (газ пластовый)
1.	Компонентный состав добываемой смеси, % мол.			
2.	Сероводород	0	0	0
3.	Диоксид углерода	0,068	0,129	0,418
4.	Азот+редкие	2,089	0,16	0,827
5.	Гелий	0,004	0,003	0,014
6.	Метан (СН ₄)	97,662	99,304	92,464
7.	Этан (С ₂ Н ₆)	0,082	0,127	3,044
8.	Пропан (С ₃ Н ₈)	0,005	0,041	0,37
9.	Изо-Бутан (и-С ₄ Н ₁₀)	0,002	0,036	0,876
10.	Н-Бутан (н-С ₄ Н ₁₀)	0,065	0,043	0,207
11.	Пентан (С ₅ Н ₁₂) + высшие	0,025	0,156	1,777
12.	Плотность газа, кг/м ³	0,6742	0,6696	0,7831
13.	Относительная плотность УВ смеси по воздуху:	0,5595	0,5557	0,6498
14.	Молярная масса, г/моль	16,203	16,187	18,83
15.	Коэффициент сверхсжимаемости газа, д. ед.	0,9981	0,9981	-
16.	Вязкость газа, мПа*с	4,6	-	-

Таблица 5.2

Сведения о составах добываемого газа и газового конденсата пласта БП 7/2

№	Показатель	Газ сепарации	Конденсат дегазированный
1.	Компонентный состав добываемой смеси, % мол.		
2.	Сероводород	0	0
3.	Диоксид углерода	0,422	0
4.	Азот+редкие	0,842	0
5.	Гелий	0,014	0
6.	Метан (СН ₄)	93,82	0,103
7.	Этан (С ₂ Н ₆)	3,032	0,236
8.	Пропан (С ₃ Н ₈)	0,352	0,328
9.	Изо-Бутан (и-С ₄ Н ₁₀)	0,763	3,66
10.	Н-Бутан (н-С ₄ Н ₁₀)	0,173	1,421
11.	Изо-Пентан (и-С ₅ Н ₁₂)	0,258	8,024
12.	Н-Пентан (н-С ₅ Н ₁₂)	0,051	2,185
13.	Гексаны (С ₆ Н ₁₄)	0,099	10,637
14.	Гептаны (С ₇)	0,094	21,089

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

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

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

13

15.	Октаны (C8)	0,057	23,571
16.	Нонаны (C9)	0,01	9,741
17.	Деканы (C10)	0,009	19,003
	В том числе:		
18.	C ₅₊	0,578	94,25
19.	Плотность газа, кг/м ³	0,7312	755,3
20.	Относительная плотность УВ смеси по воздуху:	0,6068	0,6498
21.	Молярная масса, г/моль	17,58	113
22.	Коэффициент сверхсжимаемости газа, д. ед.	0,8863	-
23.	Вязкость газа, мПа*с	4,6	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

6. ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

Подготовка добываемых газа, газового конденсата и нефти на площадке куста скважин №4 проектом не предусматривается. Давление сырого газа на выходе с проектируемой кустовой площадки должно быть от 6 до 10 МПа. Давление в трубопроводе нефтегазопровода не более 4,0 МПа.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
							15

7. ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

7.1 Оборудование кустовой площадки

7.1.1 Блок дозирования метанола (БДМ-1 – БДМ-3)

Блок дозирования метанола представляет собой блок-бокс полной заводской готовности, собранный на несущей раме с расположенными в нем насосными агрегатами, трубопроводами, баком, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой, контрольно-измерительными приборами. В отдельном отсеке блока размещен шкаф управления.

Характеристика блока дозирования метанола, приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Характеристика Блока дозирования метанола БДМ-1, 2

Наименование параметра	Значение
Количество дозирующих насосов	3
Тип дозирующих насосов	НД 1,0Р 25/250 К14В УХЛ3 (2 раб. + 1 рез.)
Количество шестеренных насосов	1
Тип шестеренных насосов	НМШ5-25-4,0/4Б-ТТ5-Р1- Ф-Е УХЛ3
Давление реагента в дозирующей линии, МПа	25
Подача реагента, л/ч	1 - 25
Диаметр трубопровода метанола	Ду25
Количество линий	2
Объем бака реагента, м ³	5
Напряжение питания электрооборудования, В	220
Установленная мощность, кВт, не более	30
Климатическое исполнение установки, категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Масса, кг, не более	4000
Срок службы, лет, не менее	20

Таблица 7.1.1 Характеристика Блока дозирования метанола БДМ-3

Наименование параметра	Значение
Количество дозирующих насосов	2
Тип дозирующих насосов	НД 1,0Р 25/250 К14В УХЛ3
Количество шестеренных насосов	1
Тип шестеренных насосов	НМШ5-25-4,0/4Б-ТТ5-Р1- Ф-Е УХЛ3
Давление реагента в дозирующей линии, МПа	25
Подача реагента, л/ч	1 - 25
Диаметр трубопровода метанола	Ду25
Количество линий	1
Объем бака реагента, м ³	5

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Напряжение питания электрооборудования, В	220
Установленная мощность, кВт, не более	15
Климатическое исполнение установки, категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ 1
Масса, кг, не более	4000
Срок службы, лет, не менее	20

7.1.2 Ёмкость подземная дренажная (ЕП-1)

Характеристика дренажной емкости приведена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 Характеристика дренажной емкости

Наименование параметра	Значение
Номинальный объем, м ³	5
Внутренний диаметр, мм	1600
Высота горловины, мм	1700
Плотность хранимых продуктов, кг/м ³	830 - 1010
Характер среды: (категория взрывоопасности смеси по ГОСТ Р 51330.11-99, группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 51330.5-99, класс взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 51330.9-99, класс опасности по ГОСТ 12.1.007-78)	ПАТЗ В-1г Зона 0 Класс опасности 3
Допустимая температура корпуса, °С	минус 60 – плюс 60
Допустимое давление, МПа	под налив
Материал основных металлических конструкций	сталь 09Г2С
Наличие и наименование насосного оборудования	отсутствует
Глубина погружения насоса, мм	-
Срок службы емкости, лет не менее	20

Подземная емкость поставляется на площадку с заводским антикоррозионным покрытием мастичного типа.

7.1.3 Измерительная установка (ИУ)

Характеристика	Обозначение	Расшифровка
Расшифровка условного обозначения АГЗУ		
Измерительная установка	ИУ	ИУ
Номинальное давление, кгс/см ²	PN	40
Количество подключаемых скважин, шт.	N	4
Производительность установки, т/сут.	400	400
Наличие влагомера (опционально)	В	влагомер
Тип расходомера на жидкостной линии	М	массомер (сепарационный метод измерения)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Тип расходомера на газовой линии (при использовании сепарационного метода измерения)	В	вихревой
Расположение входных трубопроводов ИУ	2	двустороннее
Наличие антикоррозионной защиты (опционально)	КЗ	антикоррозионная защита ПСМ и СЕ (только при сепарационном методе измерения)
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	ХЛ1	холодный климат с категорий размещения 1
Наличие отдельно стоящего блока контроля и управления	А0 (не указывается)	да
Сейсмичность района размещения оборудования	С0 (не указывается)	не сейсмостойкое
Наличие узла подачи химических реагентов (опционально)	Х	отсутствует
Наличие внутренней технологической емкости для хранения химического реагента (при наличии узла подачи)	0	отсутствует

7.1.4 Передвижная замерная установка

Наименование показателя	Параметры
Пределы допустимой относительной погрешности измерения: жидкости, %; газа, %. Масса и массовые расходы нефти в рабочих условиях при влагосодержании: - от 0 до 70 %; свыше 70 до 95 %; свыше 95 до 98 %.	± 2,5 ± 5,0 ± 6,0 ± 15,0 в соответствии с МВИ
Вид климатического исполнения установки по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по ВНТП 01/87/04-84 и НПБ 105-03	А
Класс взрывоопасной зоны в помещении БТ, БПС по классификации "Правил устройства электроустановок" (ПЭУ)	В-1а

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

18

Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.0-002	IIА-ТЗ
Срок службы установки, лет	20

7.1.5 Ёмкость подземная дренажная (ЕП-2)

Характеристика	Обозначение	Расшифровка
Расшифровка условного обозначения емкости		
Вид	ЕП	Ёмкость подземная
Номинальный объем, м ³	V	12,5 м ³
Внутренний диаметр, мм	D	2000
Вылет горловины, мм	H	1300 (по умолчанию)
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	2	ХЛ1 Холодный климат
Способ опорожнения ЕП	3	Без насоса - патрубок DN50
Тип насосного агрегата	-	отсутствует
Подача одного насосного агрегата, м ³ /ч	Q	отсутствует
Напор одного насосного агрегата, м	H	отсутствует
Длина насосного агрегата, м	h	отсутствует
Уровень ответственности сооружения согласно Федеральному закону от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	H	Нормальный
Группа взрывоопасных смесей согласно ГОСТ 31610.20-1-2020	2	ТЗ
Ограждение горловин	-	отсутствует
Сейсмичность района размещения оборудования	-	Не сейсмостойкое (по умолчанию)
	C	Сейсмостойкое)
Срок службы, лет, не менее		20

Изм. № подл.	Изм. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

19

7.1.6 Горизонтальный сепаратор для отделения нефтяной составляющей (С-1)

Характеристика	Обозначение	Расшифровка
Расшифровка условного обозначения емкости		
Вид	НГС	Надземный стальной горизонтальный сепаратор
Номинальный объем, м ³	V	6,3 м ³
Внутренний диаметр, мм	D	1200
Вылет штуцеров, мм	H	200 (по умолчанию)
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	2	ХЛ1 Холодный климат
Производительность по нефти	м ³ /ч	20-100
Производительность по газу	м ³ /ч	74900
Рабочая среда	-	водонефтегазовая эмульсия
Масса	кг	6520
Уровень ответственности сооружения согласно Федеральному закону от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	H	Нормальный
Группа взрывоопасных смесей согласно ГОСТ 31610.20-1-2020	2	T3
Ограждение горловин	-	отсутствует
Сейсмичность района размещения оборудования	-	Не сейсмостойкое (по умолчанию)
	C	Сейсмостойкое)
Срок службы, лет, не менее		20

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

20

8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

8.1.1 Выбор арматуры, труб и деталей трубопроводов

Проектом предусмотрен выбор трубопроводной арматуры в соответствии с рабочими параметрами продукта (давление, температура, перекачиваемая среда). Уплотнительная поверхность фланцевых соединений соответствует требованиям ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» Приложение Р.

Для обустройства площадки куста скважин проектом предусмотрено использование следующих видов трубопроводной арматуры:

- Задвижка шиберная трубопроводная Ду100 Ру16 МПа, Ду80 Ру4,0 МПа с электрическим приводом;
- клапан-отсекатель фланцевый Ду100 Ру16 МПа;
- устройство регулирующее фланцевое Ду100, Ру16 МПа;
- задвижки шиберные трубопроводные фланцевые Ду100 Ру16 МПа с ручным приводом;
- затвор обратный поворотный фланцевый Ду100 Ру16 МПа;
- кран шаровой фланцевый Ду25 Ру25 МПа;
- клапан регулирующий Ду80 Ру4,0 МПа;
- вентиль стальной прямооточный для манометра Ду5 Ру25 МПа.

Применяемая запорная арматура с электроприводами оснащена концевыми сигнализаторами положения, с индикацией по месту и выводом показаний текущего положения и сигнала об аварии на АРМ оператора. Проектом предусмотрен электропривод во взрывозащищенном исполнении (Exd).

Климатическое исполнение всей выбранной арматуры – ХЛ1, УХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Выбранная запорная арматура имеет герметичность затвора класса «А» согласно ГОСТ 9544-2015.

Количество и характеристика необходимой запорной арматуры приведены в спецификации изделий и материалов и в экспликации на технологической схеме.

Применяемая трубопроводная арматура должна поставляться на площадку строительства испытанной в соответствии с НТД и не требовать разборки для расконсервации. Арматура должна поставляться с эксплуатационной документацией, в том числе с паспортом, техническим описанием и инструкцией по эксплуатации и должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

21

требования безопасности».

Фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа. Материал фланцев, конструкция уплотнения принимаются согласно ГОСТ 33259-2015 с учетом условий эксплуатации.

Выбор труб и деталей трубопроводов выполнен с учетом температуры самой холодной пятидневки данного района выполнения работ, физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемых сред, механических свойств труб в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

За расчетное давление в технологических трубопроводах принято наибольшее давление источника (для сборных трубопроводов – давление на устье скважин, для дозирующих и задающих трубопроводов давление, развиваемое насосным агрегатом).

За расчетную температуру воздуха при выборе материалов для трубопроводов и изделий трубопроводов принята средняя температура наиболее холодной пятидневки минус 47 °С при 0,92 обеспеченности, абсолютная минимальная температура воздуха минус 55 °С согласно отчетной документации по инженерным изысканиям.

При выборе труб учитывалось:

- условия эксплуатации;
- физико-химические свойства транспортируемого продукта;
- механические свойства труб;
- требования заказчика.

Технологические трубопроводы, в пределах кустовой площадки, запроектированы в соответствии с «Рекомендациями по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» №784 от 27.12.2012, ГОСТ 32569-2013, ГОСТ 32388-2013, ГОСТ Р 58367-2019.

К технологическим трубопроводам отнесены внутриплощадочные трубопроводы в границах площадки, а именно: выкидные трубопроводы от добывающих скважин до АГЗУ, дренажные трубопроводы, трубопроводы обвязки дренажной емкости, нефтесборный трубопровод от АГЗУ до границы кустовой площадки.

Прокладка технологических трубопроводов осуществляется в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

К проектируемым технологическим трубопроводам относятся:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- нефть в нефтесборный коллектор – трубопровод Н1 от проектируемой АГЗУ;
- выкидной нефтепровод от скважины – трубопроводы Н19 от проектируемых нефтяных скважин до проектируемой АГЗУ;
- выкидной нефтепровод от скв.877 до С-1;
- газопровод от С-1 в систему газосбора с кустовой площадки;
- нефтепровод от С-1 до передвижной ЗУ и перспективной стационарной АГЗУ;
- дренаж от оборудования С-1 и стационарной АГЗУ;
- – трубопровод Д1 от проектируемой АГЗУ до проектируемой дренажной емкости ДЕ и от БДМ до емкости подземной дренажной;
- сброс с предохранительного клапана – трубопровод Г16 от проектируемой АГЗУ до проектируемой дренажной емкости ДЕ;
- откачка из дренажной ёмкости – трубопровод Н52 от проектируемой дренажной емкости ДЕ до мобильной автоцистерны;
- пропарка – трубопровод Т1 от проектируемой дренажной емкости ДЕ;
- воздушка – трубопровод Ш1 от проектируемой дренажной емкости ДЕ;
- трубопровод метанола (СО5);
- трубопровод газа на ГФУ (G71);
- трубопровод сырого газа (G72).

Для нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости по ТУ 14-ЗР-124-2012 из стали 13ХФА без внутреннего покрытия. При необходимости допускается замена принятых труб на аналоги из сталей 09Г2С и 09ГСФ.

Для трубопроводов:

- сырого газа G72, G71, G70, G06, G05;
- выкидной нефтепровод из скважины N19, N1;
- дренаж от оборудования D1, D2;
- сброс с предохранительного клапана G16;
- трубопроводы воды W1;
- трубопровод метанола С05;
- приняты трубы стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости по ТУ 14-ЗР-124-2012 из стали 13ХФА с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-003-52534308-2013 для подземной прокладки и без заводского наружного покрытия для надземной прокладки. При необходимости допускается замена принятых

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

труб на аналоги из сталей 09Г2С и 09ГСФ.

Детали для трубопроводов выполняются из стали 13ХФА по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-001-52534308-2013 для подземной прокладки и без заводского наружного покрытия для надземной прокладки. При необходимости допускается замена принятых деталей трубопроводов на аналоги из сталей 09Г2С и 09ГСФ.

Предусмотрено соединение технологических трубопроводов сваркой встык с установкой на них соединительных деталей. Фланцевые соединения допускаются в местах подсоединения трубопроводов к оборудованию, арматуре, имеющим ответные фланцы.

Предусмотрено использование обтюраторов на линиях входа и выхода рабочей среды технологических объектов и аппаратов, для обеспечения безопасного и быстрого выполнения газоопасных работ, а также подготовке к наружному и внутреннему осмотру и гидроиспытанию аппаратов и трубопроводов.

Трубы, принятые в проекте, отличаются повышенной стабильностью механических характеристик.

Все трубы на заводе-изготовителе подвергаются гидравлическому испытанию по специальной методике. Также производится 100 % контроль качества труб неразрушающим способом (дефектоскопия), испытания на прочность, испытания на коррозионную стойкость (к водородному и сульфидному растрескиванию и общей коррозии).

Технологические трубопроводы, предусмотренные проектом, предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды до минус 60 °С. Ударная вязкость предусмотренных проектной документацией труб и соединительных деталей (КСУ с контролем при температуре минус 60°С) для основного металла труб и деталей труб с номинальной толщиной стенки $\delta \leq 15$ мм – не менее 39,2 Дж/см² (4,0 кгс*м/см²);

– для сварных соединений труб и деталей труб – не менее 39,2 Дж/см² (4,0 кгс*м/см²).

Все оборудование, арматура, трубы, детали, поставляемые для строительства трубопроводов, должны иметь сертификаты, подтверждающие соответствие изделий требованиям технологических регламентов.

Возможно применение труб и деталей трубопроводов из других марок сталей и изготовленных по другим техническим условиям, при условии их соответствия приведенным выше требованиям и ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

8.1.2 Гидравлический расчет трубопроводов

В качестве критерия при определении диаметров проектируемых трубопроводов использованы рекомендуемые скорости потоков, указанные в таблице 1 ГОСТ Р 58367-2019.

Результаты гидравлического расчета проектируемых технологических трубопроводов приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 Результаты гидравлического расчета технологических трубопроводов

Инд екс	Наименование участка	Длина, м	DNxS , мм	Расход, м ³ /ч	P _{нач.} , МПа	P _{кон.} , МПа	T _{нач.} , °C	T _{кон.} , °C	Скорость, м/с
G72	Газ от скважины к установке подготовки газа	135	114x10	10417	8,00	7,95	30	26,3	20,9
C05	Метанол скважину	18	32x4	0,025	2,00	1,99	5,0	0,0	0,02

8.1.3 Классификация и характеристика трубопроводов

Классификация трубопроводов проведена в соответствии с таблицей 5.1 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Таблица 7.4 Характеристика проектируемых технологических трубопроводов

Назначение трубопровода	Диаметр x толщина стенки, мм	Давление, МПа (изб.)		Темпера- тура, °C	Категория и группа трубопро- водов
		рабочее	расчетное		
Выкидной трубопровод из скважины (N19)	114x8	4,0	4,0	+5...+25	Б(а) - I
Трубопровод нефтесборный (N1)	159x8	4,0	4,0	+5...+25	Б(а) - I
Трубопровод сырого газа G72	114x12	16,0	16,0	+5...+25	Б(а) - I
Трубопровод газа на ГФУ G71	89x8	16,0	16,0	+5...+25	Б(а) - I
Сброс с предохранительного клапана (G16)	57x6	до 0,07	0,2	+5...+25	Б(а) - II
Дренаж от оборудования (D1, D2)	89x8, 57x6	до 0,07	0,2	+5...+25	Б(а) - I
Откачка жидкости из емкости (D3)	89x8	0,6	0,6	+5...+20	Б(а) - I
Воздушка (Ш1)	57x6	до 0,07	0,2	+5...+15	Б(а) - II
Пропарка (Т7)	57x6	0,6	0,6	до +140	В - II

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

8.1.4 Расчет трубопроводов на прочность

Расчет трубопроводов на прочность выполнен в соответствии ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». Расчет на прочность трубопроводов выполняется в два этапа:

- определение толщин стенок труб и деталей;
- поверочный расчет на прочность.

Определение толщины стенки трубопроводов.

Расчеты труб и соединительных деталей на прочность проводят по номинальным допускаемым напряжениям $[\sigma]$. Номинально допускаемое напряжение $[\sigma]$ для углеродистых, низколегированных сталей определяется по формуле (1):

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_{B/t}}{2.4}; \frac{\sigma_{p/t}}{1.5}\right) \quad (1),$$

где $\sigma_{B/t}$ - минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре $t^{\circ}\text{C}$, МПа;

$\sigma_{p/t}$ - минимальное значение предела текучести при расчетной температуре $t^{\circ}\text{C}$, МПа.

Расчетная, номинальная толщина стенок элементов.

Расчетные толщины стенок труб определены по формуле (2):

$$s_R = \frac{|P|D_a}{2\varphi_y[\sigma] + |P|} \quad (2),$$

где D_a - наружный диаметр, мм;

P - расчетное давление, принятое равным максимально возможному давлению в трубопроводе, МПа;

φ_y - коэффициент прочности элемента;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение при расчетной и нормальной температурах, МПа.

Допускаемое давление для труб:

$$[P] = \frac{2\varphi_y[\sigma](s-c)}{D_R - (s-c)}, \quad (3)$$

Номинальная толщина стенки трубы определяется по формуле (4):

$$s \geq s_R + c \quad (4),$$

где s_R - расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

C – суммарная прибавка к толщине стенки, мм.

Суммарная прибавка к толщине стенки вычисляется по формуле (5)

$$C = C_1 + C_2, (5),$$

где C_1 - технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям, мм;

C_2 - прибавка на коррозию, мм.

$$C_1 = C_{11} + C_{12} (6),$$

Где C_{11} прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, принимаемая по стандартам или техническим условиям. Если минусовый допуск на толщину стенки по стандартам или техническим условиям задается в процентах, то вычисление прибавки следует вести от номинальной толщины стенки трубы, мм;

C_{12} - прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях, мм.

Отбраковочная толщина стенки [S] деталей трубопровода равна

$$S = \max(S_R + C_1; S_{\min}) (7),$$

Назначенный ресурс (срок) рассчитывают по формуле (7):

$$T_r = \frac{S_{np} - [S]}{V_c} (8)$$

V_c – скорость коррозии, мм/год.

Если расчетная толщина стенки элемента окажется меньше ее отбраковочного размера, то назначенный ресурс подсчитывают также по формуле (8), в которой расчетная толщина заменена на отбраковочную, а затем выбирают наименьшее значение.

Назначенный срок службы трубопроводов может быть увеличен или уменьшен, если скорость коррозии окажется большей или меньшей, чем указано в рабочей документации. Трубопроводы должны быть испытаны на заводе–изготовителе пробным гидравлическим давлением (указанным в нормативно–технической документации на трубы) или иметь указание в сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

Техническая характеристика труб и результаты механического расчета по давлению и расчетный срок службы сведены в таблице 7.5.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 7.5 Результаты механического расчета технологических трубопроводов

Индекс трубопровода		G72, G05, G06	G72	WA50	C05
Материал		09Г2С	09Г2С	09Г2С	09Г2С
Временное сопротивл., МПа	σ_m	470	470	470	470
Предел текучести, МПа	σ_p	265	265	265	265
Наружный диаметр, мм	D	114	159	89	32
Расчетное давление трубопровода, МПа	P	12		16	25
Коэффициент прочности	φ_y	1			
Допускаемое напряжение, МПа	$[\sigma]$	200			
Расчетная толщина стенки, мм	s_R	3,74	5,22	3,86	3,5
Технологическая прибавка, мм	CI	0,5	0,5	0,5	0,5
Принятая толщина стенки, мм	s	10	10	10	4
Минимальная толщина стенки (табл.14.1 ГОСТ 32388—2013), мм		2,0	2,5	2,0	1,5
Скорость коррозии, мм/год	V_c	0,2	0,2	0,2	0,05
Расчетный срок службы трубопроводов, лет	T_r	30	28	30	10

8.1.5 Прокладка трубопроводов

Прокладка технологических трубопроводов в пределах кустовой площадки принята подземной, за исключением трубопровода газа на ГФУ (G71) и трубопровода подачи метанола в скважины (C05).

В настоящей проектной документации подземная прокладка без проходных каналов технологических трубопроводов групп А и Б выполнена в нарушении п. 10.1.5, 10.1.6 ГОСТ 32569-2013. Аргументированные пояснения данных решений будут отражены в соответствующем обосновывающем отчете.

Остальные технические решения по прокладке технологических трубопроводов приняты с учетом требований ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», СП 18.13330.2019.

Для компенсации усилий, возникающих в трубопроводах от температурных деформаций, максимально использованы самокомпенсация трубопроводов за счет поворотов трассы.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Предлагаемый способ прокладки и трассы трубопроводов обеспечивают:

- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания трубопроводов и образования застойных зон;
- безопасность и надежность эксплуатации в пределах нормативного срока;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемно-транспортных средств, оборудования и средств пожаротушения.

Трубопроводы прокладываются по металлическим конструкциям проектируемых опор с уклоном в сторону дренажных устройств, обеспечивающим их опорожнение.

На трубопроводах предусмотрены устройства для продувки и дренажа. Все дренажные устройства периодического действия. В качестве дренажных устройств используются сливные штуцеры с запорной арматурой и заглушкой (п. 10.2.5 ГОСТ 32569-2013).

Надземные участки трубопроводы крепятся при помощи стандартных опор по ОСТ 36-94-83. Для обеспечения проектного уклона трубопровода разрешается установка металлических подкладок, привариваемых к строительным конструкциям, под подушки опор.

Опоры расположены по возможности ближе к арматуре, тройникам и другим сосредоточенным нагрузкам, а также к местам поворотов трубопроводов. Трубопроводы и арматура размещены с учетом необходимых проходов.

На всех трубопроводах стрелками должно быть указано направление потока продукции.

Трубопроводная арматура размещена в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры расположен на высоте не более 1,6 м от поверхности земли или площадок обслуживания, с которых ведется управление.

Монтаж трубопроводов и арматуры производить в соответствии с монтажными чертежами.

Существующие внутривозвездные дороги обеспечивают подъезд автомобильной техники для транспортирования труб, арматуры или отдельных узлов.

8.1.6 Сварка трубопроводов

Монтаж труб и арматуры выполнить в соответствии с ГОСТ 32569-2013

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

29

«Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Сварку технологических трубопроводов производить с соблюдением требований РД 03-614-03, РД 03-615-03, ФНиП «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах».

К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (РД 03-273-99) и имеющие соответствующее удостоверение сварщика установленного образца. При этом сварщики могут быть допущены к тем видам сварочных работ, которые указаны в их удостоверениях.

При изготовлении и монтаже трубопроводов и их элементов допускаются к применению все промышленные методы сварки, допущенные в установленном порядке и обеспечивающие необходимую эксплуатационную надежность. При выполнении сварочных работ монтажной организацией на основании требований проектной и нормативной документации должен быть разработан рабочий технологический процесс, в котором назначаются способы и режимы сварки, расходные материалы, режимы термообработки, способы устранения дефектов и контроля сварных швов.

Сварку производить в соответствии с требованиями ОСТ 26.260.3-2001, СА 03-005-07. Типы и конструктивные элементы сварных швов принять в соответствии с ГОСТ 16037-80. Сварку швов в сложных производственных положениях рекомендуется выполнять полуавтоматической сваркой в среде защитного газа или ручной электродуговой сваркой.

Диаметр электрода необходимо выбирать в зависимости от толщины металла и номера прохода при многослойной сварке. Режим сварки назначается техпроцессом в соответствии с ОСТ 26.260.3-2001.

Для сварки необходимо применять следующие сварочные материалы: электроды покрытые металлические по ГОСТ 9466-75, ГОСТ 9467-75, ГОСТ 10052-75 или ТУ на изготовление и поставку конкретной марки электродов.

Сварочные материалы должны быть аттестованы, иметь сертификаты завода-изготовителя и удовлетворять требованиям стандартов или технических устройств.

Резку труб и подготовку кромок под сварку производить механическим способом.

При разностенности свариваемых элементов должна быть проведена обработка кромки элемента, имеющего стенку большей толщины для обеспечения плавного

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

перехода (с уклоном не более 15°) к элементу с меньшей толщиной.

Сборку стыков труб под сварку производить с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка.

Вварка штуцеров, бобышек и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов не допускается.

8.1.7 Контроль качества сварных соединений

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- внешний осмотр и измерения;
- ультразвуковой или радиографический метод;
- гидравлические или пневматические испытания.

Пооперационный контроль предусматривает:

- а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и ТУ на изготовление и поставку;
- б) проверку качества подготовку концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков;
- в) проверку температуры предварительного подогрева;
- г) проверку качества и технологии сварки;
- д) проверку режимов термообработки сварных соединений (при необходимости термообработки).

Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлама, окалины, брызг металла и загрязнений по обе стороны от шва.

По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- форма и размеры должны соответствовать ГОСТ 16037-80 или другой НД;
- поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой;

Неразрушающему контролю подвергаются наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы.

Контроль качества сварных соединений стальных технологических трубопроводов после монтажа и испытаний выполнить согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и РД 03-606-03
радиографическим методом.

Все сварные швы технологических трубопроводов на кустовой площадке
подвергнуть 100% контролю радиографическим методом.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.ТЧ	32

8.1.8 Испытание трубопроводов и оборудования

Испытание трубопроводов производить в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Испытание трубопроводов – гидравлическое. Испытание трубопроводов по эстакаде вести последовательно по одному трубопроводу.

Испытания на прочность и плотность проводят одновременно.

Наружный осмотр трубопровода имеет целью проверку готовности его к проведению испытаний. При наружном осмотре проверяют: соответствие смонтированного трубопровода проектной документации; правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания; установку всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке (при необходимости).

Испытанию, как правило, подвергают весь трубопровод полностью.

Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками, при этом разбивку на участки проводит монтажная организация по согласованию с заказчиком.

При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) должен быть отсоединен от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) не допускается.

Перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки для контрольно-измерительных приборов должны быть заглушены.

Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками; пребывание людей поблизости не допускается.

Величина пробного давления на прочность (гидравлическим или пневматическим способом) должна составлять не менее:

$$P_{пр} = 1,43 \times P_{рас}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа} \quad (8)$$

где $P_{рас}$ – расчетное давление трубопровода, МПа.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже плюс 5°С и не выше плюс 40°С.

После окончания гидравлического испытания трубопровод следует полностью опорожнить, и продуть до полного удаления воды.

Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

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

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

Арматура должна подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с ГОСТ 356-80 (с изм.1).

При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью.

Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в процессе монтажа - в инструкции производителя работ.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

Контроль испытания на прочность и герметичность должен осуществляться комиссией с участием представителей заказчика, генерального подрядчика.

После проведения испытаний трубопроводы должны промываться или продуваться. Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1-1,5 м/сек, после чего

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

трубопровод полностью опорожнить и продуть воздухом. Продувка трубопроводов должна производиться под давлением равным рабочему, но не более 4 МПа. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

Трубопроводы группы сред 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.

Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

Дополнительное испытание на герметичность производится давлением равным рабочему. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,2 % за 1 ч.

Испытательное давление на прочность и плотность по участкам принять согласно таблице 7.6.

Таблица 7.6 Испытательное давление на прочность, плотность и герметичность трубопроводов

Индекс	Наименование трубопровода	Температура среды, °С	Расчетное давление, МПа	Условия испытания				
				На прочность		На плотность		На герметичность
				Водой, МПа	Воздухом, МПа	Водой, МПа	Воздухом, МПа	Воздухом, %
G72	Газ от скважины к установке подготовки газа	40	12	17,64	-	12	-	10
G05	Газ на мобильную установку	40	12	17,64	-	12	-	10
G06	Газ от мобильной установки в коллектор	40	12	17,64	-	12	-	10
C05	Метанол скважину в	40	25	36,75	-	25	-	16
WA50	Жидкость задавочная	40	16	23,52	-	16	-	12
N19, N1	Выкидной трубопровод из	+5	4	5,72	-	5,72	-	4

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

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

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

35

	скважины, трубопровод нефтеборный							
--	---	--	--	--	--	--	--	--

* до запорной арматуры трубопроводы испытываются с давлением испытания существующих трубопроводов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

36

8.1.9 Изоляция трубопроводов и арматуры

Антикоррозионная изоляция

Все трубопроводы должны быть с антикоррозионной изоляцией. Перед нанесением антикоррозионных покрытий необходимо поверхность трубопроводов очистить от окислов металла.

Рабочей документацией предусматривается антикоррозийная защита наружной поверхности надземных участков трубопроводов двумя слоями грунтовки ГФ-017 ТУ 6-27-7-89 и двумя слоями эмали ПФ-115. Цвет эмали принять по ГОСТ 14202-69* "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска".

Для участков подземных трубопроводов приняты трубы и детали трубопроводов с заводским наружным полиэтиленовым покрытием. Изоляции сварных стыков предусмотрена грунтовкой асмольной и лентой термоусаживающейся полиэтиленовой двухслойной.

Тепловая изоляция

Все проектируемые надземные участки трубопроводы выполнены с тепловой изоляцией. Трубопроводы теплоизолируются в целях предотвращения замерзания и образования конденсата.

Конструкция тепловой изоляции:

– трубопроводы Ду25 теплоизолируются ровингом (жгутом) из стеклянных комплексных нитей ГОСТ 17139-2000.

– трубопроводы и детали трубопроводов Ду50 и больше теплоизолируются матами минераловатными прошивными МП-100 в обкладке из сетки металлической толщиной 80 мм ГОСТ 21880-2011.

– арматура теплоизолируется полуфутлярами из матов минераловатных прошивных МП-100 толщиной 80 мм ГОСТ 21880-2011 и ровингом (жгутом) из стеклянных комплексных нитей ГОСТ 17139-2000.

Для части запорной арматуры в комплекте поставки предусмотрены съемные термочехлы со встроенным электрообогревом.

После сварочных и монтажных работ необходимо восстановить тепловую изоляцию существующих трубопроводов.

Так как фланцевые соединения арматуры требуется во время эксплуатации часто

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

осматривать, предусмотрена съемная конструкция теплоизоляции. Масса отдельных съемных элементов не должна превышать 20 кг.

Покровный слой поверх изоляции – сталь тонколистовая оцинкованная ГОСТ 14918-80* толщиной 0,5 мм.

Тепловая изоляция трубопроводов соответствует требованиям СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Работы по тепловой изоляции выполнить после испытания трубопроводов на прочность и плотность, и устранения всех обнаруженных при этом дефектов, и нанесения антикоррозионного покрытия.

Изолированные трубопроводы должны иметь цветовую маркировку. На эти трубопроводы нанести цветные полосы с цветовой маркировкой, выполненной и размещенной в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

На трубопроводах Ду80 и более должны быть предусмотрены окна для проведения ревизии, без демонтажа всей теплоизоляции.

Крышки смотровых лючков, паспортные таблички, таблички технических данных, опрессовочные пробки и т.д. как правило должны оставаться видимыми, для чего в соответствующих местах изоляции должны выполняться вырезы минимально необходимого размера. При этом должна обеспечиваться надежная герметизация, препятствующая проникновению в теплоизоляционный слой влаги.

8.1.10 Требования к монтажу трубопроводов, оборудования. Сдача – приемка смонтированных трубопроводов

Монтаж трубопроводов следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», планом производства работ (ППР) и рабочей документации.

Не допускается отступление от рабочей документации и ППР без проведения согласования в установленном порядке

При монтаже трубопроводов следует осуществлять входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям, а также операционный контроль качества выполненных работ. Результаты входного контроля оформляются актом с приложением

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

всех документов, подтверждающих качество изделий.

Отклонение линейных размеров сборочных единиц трубопроводов не должно превышать ± 3 мм на 1 м, но не более ± 10 мм на всю длину. Изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки хранения, указанные в документации, могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

Не допускается монтаж сборочных единиц, труб, деталей и других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

Специальные виды очистки внутренних поверхностей трубопроводов (обезжиривание, травление), если нет других указаний в рабочей документации, могут выполняться после монтажа в период пусконаладочных работ.

Трубопроводы допускается присоединять только к закрепленному в проектом положении оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекося и дополнительного натяжения. Неподвижные опоры прикрепляют к опорным конструкциям после соединения трубопроводов с оборудованием.

При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки (если она необходима).

Расстояние от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески должно обеспечить при необходимости возможность его термообработки и контроля.

Вварка штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов не допускается.

Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах (шпильках) фланцевых соединений должны быть затянуты, сварные стыки заварены (при необходимости - термообработаны) и проконтролированы в соответствии с требованиями рабочей документации.

Фланцевую трубопроводную арматуру следует монтировать в закрытом состоянии. Фланцевые и приварные соединения арматуры должны быть выполнены без натяжения трубопровода.

Сдача - приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и рабочей документации.

До начала пусконаладочных работ готовится необходимая документация. Перечни

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

скрытых работ при монтаже технологических трубопроводов указываются в документации. Освидетельствование скрытых работ следует производить перед началом последующих работ.

На всех трубопроводах стрелками должно быть указано направление потока продукции.

Монтажная организация до начала пусконаладочных работ должна передать владельцу трубопровода «Свидетельство о монтаже».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.ТЧ	

9. ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На открытой площадке куста скважин монтаж оборудования, труб и арматуры производится передвижными грузоподъемными устройствами на автомобильном шасси. Стационарное вспомогательное оборудование, транспортные средства и механизмы рабочей документацией не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

10. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

В соответствии со ст.2, 3 и приложением 1 к Федеральному закону №116-ФЗ от 21 июля 1997 г. площадка куста скважины относится к категории опасных производственных объектов (ОПО) в связи с обращением в технологическом процессе горючих газов и жидкостей (газ, газовый конденсат), использованием оборудования, содержащего газ и работающего под давлением свыше 0,07 МПа.

АО «НК «ЯНГПУР» имеет лицензию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на осуществление деятельности «Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных объектов I, II и III классов опасности».

Согласно п.2 ст. 2 116-ФЗ от 21.07.97 ОПО подлежат обязательной регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов.

Согласно п.3 ст.2 и Приложению 2 116-ФЗ от 21.07.97 в связи с отсутствием в составе продукции скважин сернистого водорода проектируемые объекты относятся к IV классу опасности.

В соответствии с ч.7 статьи 4 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений проектируемые объекты относятся к сооружениям нормального уровня ответственности.

План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте разработан в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ и «Постановлением Правительства РФ от 15 сентября 2020 г. N 1437 "Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах".

Согласно ст. 15 116-ФЗ от 21.07.97 АО «НК «ЯНГПУР», как владелец опасного производственного объекта должно выполнить страхование гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

Срок действия Плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте составляет 5 лет.

Все работы на опасном производственном объекте, в том числе и проектирование,

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

должны выполняться с соблюдением требований действующих нормативных документов:

– Федеральный закон РФ от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, утв. приказом №533 от 15.12.2020 г. «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от №534 от 15.12.2020 г.;

– ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Согласно ст. 7 Федерального закона РФ от 21.07.97 г. № 116-ФЗ обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия указанным обязательным требованиям устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Технологическое оборудование и технические устройства, выпускаемые в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза, подлежат оценке соответствия требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением». Оценка соответствия требованиям технических регламентов проводится в форме подтверждения соответствия и в форме государственного контроля (надзора).

Подтверждение соответствия технологического оборудования и технических устройств требованиям технических регламентов осуществляется в форме: сертификации и декларирования.

Для трубопроводной арматуры устанавливается назначенный срок службы с учетом конкретных условий эксплуатации. Данные о сроке службы приводятся изготовителем в паспорте трубопроводной арматуры.

Технические устройства, применяемые на опасных производственных объектах в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2002 №184-ФЗ «О

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

техническом регулировании», должны иметь документы об оценке (о подтверждении) соответствия технических устройств, обязательным требованиям в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Согласно техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011 обязательному декларированию соответствия подлежат промышленная арматура и оборудование. Если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия технических устройств обязательным требованиям к такому устройству, они подлежат экспертизе промышленной безопасности в соответствии с ст.7. ФЗ-№116.

При поставке трубопроводной арматуры организацией-поставщиком наравне с технической документацией на арматуру и оборудование должна быть представлена декларация соответствия, на поставляемые трубы и детали необходима экспертиза промышленной безопасности (Сертификат промышленной безопасности), выданный аккредитованными и лицензированными ФСЭТАН организациями.

Полученные сертификаты соответствия на продукцию, выданные до дня официального опубликования решения Коллегии Евразийской Экономической Комиссии о принятии ТР ТС 010/2011, считаются действительными на весь срок их действия.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

11. СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ

11.1 Численность эксплуатационного персонала

Обслуживание проектируемых площадок добывающих скважин производится существующим персоналом АО «НК «ЯНГПУР». Увеличение численности работников АО «НК «ЯНГПУР» в связи с вводом в эксплуатацию проектируемых сооружений не требуется.

В основные функции обслуживающего персонала входит управление технологическими процессами, контроль за работой оборудования и выполнение регламентных работ по текущему обслуживанию и ремонту оборудования.

К работе по обслуживанию оборудования на кустовых площадках могут привлекаться сторонние организации или работники (сервисные службы), заключившие договор с предприятием и присутствующие на территории объекта ограниченное время. Количество привлекаемых работников зависит от производственных задач.

11.2 Организация и оснащение рабочих мест

Производственный цикл организован круглосуточно и непрерывно. Количество рабочих дней в году 365. Работа на месторождении ведется вахтовым методом. Продолжительность рабочей вахты одна или две недели. Режим работы персонала - 2-х сменный, продолжительность рабочей смены - 12 часов.

Во время рабочей вахты работники проживают в вахтовом городке на территории Метельного месторождения.

Постоянные рабочие места обслуживающего персонала находятся на площадке УПГиСГК Метельного месторождения в здании административно-бытового корпуса. Персонал может находиться на обслуживаемых площадках, совершая обход объектов, выполняя осмотр оборудования, плановые и ремонтные работы.

Согласно СП 44.13330.2011 п.5.4, 5,5 в существующих помещениях здания АБК для работников, занятых непосредственно на производстве, имеются санитарно-бытовые помещения (гардеробные, душевые, умывальные, уборные).

В существующих помещениях созданы условия, обеспечивающие требования СП 44.13330.2011 п.5.4, 5,5. (группа производственных процессов 2 г).

Характеристика существующих санитарно-бытовых помещений для эксплуатационного персонала приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

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

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

45

Характеристика группы производственных процессов эксплуатационного персонала

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов	Расчетное число человек		Тип гардеробных, число отделений шкафа на 1 чел.	Специальные бытовые помещения и устройства
		на одну душевую сетку	на один кран		
2	Процессы, протекающие при избытках явного тепла или неблагоприятных метеорологических условиях:				
2г	При температуре воздуха до 10° С, включая работы на открытом воздухе	5	20	Раздельные, по одному отделению	Помещения для обогрева и сушка спецодежды
1б	Процессы, вызывающие загрязнение веществами 3-го и 4-го классов опасности: Тела и спецодежды	15	10	Общие два отделения	

Примечания: В соответствии с ведомственными нормативными документами допускается открытое хранение одежды, в том числе на вешалках.

Гардеробные домашней и специальной одежды для работников являются отдельными.

Питание эксплуатационного персонала обеспечивается в существующей столовой, расположенной территории Метельного месторождения.

На УПГиСГК Метельного месторождения имеется медицинский пункт для оказания первичной медицинской помощи.

Организационная структура управления газодобывающим производством АО «НК «ЯНГПУР» строится на основании типовых организационных структур, предусмотренных нормативами по труду и научной организации труда, действующими в нефтяной отрасли, с учетом формы собственности (статуса) предприятия и региональных особенностей его местоположения.

Организация управления производством и предприятием предусматривает следующие положения:

- четкое определение должностных функций для всех категорий работающих;
- иерархическую структуру управления, при которой в зависимости от характера решаемых задач и функций выделяются уровни управления, при этом нижестоящий уровень управляется и контролируется вышестоящим;
- осуществление найма на работу должностных лиц и, следовательно, возложение на них задач и функций в соответствии с нормативно-установленными квалифицированными требованиями к данной должности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Организация управления проектируемым объектом заключается в следующем:

- проектируемый объект не является самостоятельной бизнес-единицей.

Поэтому в структуре управления ряд задач и функций (маркетинга, финансов, работы с персоналом) будут отсутствовать и выполняться соответствующими подразделениями АО «НК «ЯНГПУР»:

- площадки добывающих скважин являются опасными производственными объектами, поэтому обеспечение промышленной и экологической безопасности являются приоритетными задачами при организации управления всеми процессами;

- производственные процессы (основные и вспомогательные) осуществляются в соответствии с нормативно-установленными требованиями;

- организация управления будет основана на принципе единоначалия: руководитель любого уровня вправе, в пределах своей компетенции, единолично принимать решения обязательные для исполнения всеми его подчиненными;

- отменить (приостановить) выполнение его решения может только старший начальник;

- предусмотренная проектом организация управления исключает возможность дублирования задач и функций, не допускает, чтобы за выполнение одной и той же задачи, функции отвечали разные должностные лица.

Своевременное и качественное выполнение производственных заданий в значительной степени зависит от принятого метода обслуживания объекта, режима труда и отдыха эксплуатационного и обслуживающего персонала.

В течение рабочей смены работнику предоставляется перерыв для отдыха и питания, который не может быть более двух часов и менее 30 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка.

Длительность рабочей смены для эксплуатационного персонала не должна превышать 12 часов, а продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального количества числа рабочих часов (40-часовая рабочая неделя), установленных законодательством по Трудовому Кодексу РФ.

Чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года.

Графики утверждаются по согласованию с профорганизацией АО «НК «ЯНГПУР».

Административно-управленческий персонал и персонал вспомогательных служб

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

работает в одну смену.

Для работников, постоянно работающих с персональными электронно-вычислительными машинами регламентированы перерывы в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

При организации рабочих мест с ПЭВМ соблюдаются нормы, указанные в п.3.4 СанПиН 2.2.2.2.4.1340-03 – площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ составляет не менее 4,5 м². При расстановке офисного оборудования предусмотрено, чтобы естественный свет падал с левой стороны в соответствии с п. 6.1 СанПиН 2.2.2.2.4.1340-03.

Общие требования к организации рабочих мест пользователей ПЭВМ:

– при размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2м;

– рабочие места с ПЭВМ в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом;

– экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600- 700мм, но не ближе 500мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;

– конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы;

– конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ.

Для работающих на открытом воздухе в течение рабочей смены предусмотрены перерывы для обогрева, в соответствии со статьей 109 Трудового кодекса РФ.

Температура воздуха и скорость его движения в помещениях для обогрева должны поддерживаться на уровне от 22°С до 25°С и от 0,1 до 0,2м/с. Для более быстрого восстановления локальной температуры кожи (лицо, кисти, стопы) предусмотрены

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

приборы и устройства местного лучистого и конвекционного обогрева. При этом температура поверхности приборов, контактирующая с поверхностью тела работника, поддерживаться на уровне от 38°C до 40°C.

Ответственность за правильное соблюдение режима труда и отдыха, рабочих и служащих несет администрация АО «НК «ЯНГПУР». Непосредственный контроль за соблюдением режима труда и отдыха осуществляют сотрудники Департамента по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.

11.3 Квалификационные требования к персоналу, обучение персонала

К руководству работами на объекте допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие аттестацию в области промышленной безопасности.

Производственный персонал, обслуживающий площадки добывающих скважин, должен знать технологическую схему, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Эксплуатацию электроустановок необходимо осуществлять специально обученным электротехническим персоналом. Персонал, обслуживающий электроустановки, должен иметь необходимую квалификационную группу по электробезопасности, пройти медицинское освидетельствование, а также инструктаж о мерах пожарной и электрической безопасности. Электротехнический персонал может быть допущен к работе после проверки знаний специальной комиссией, прохождения обучения на рабочем месте, прохождения инструктажа по технике безопасности и электробезопасности, ознакомления со структурой и работой предприятия.

Профессиональная подготовка персонала и проверка знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляется в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 29.01.2007 № 37 «О порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

11.4 Факторы производственной среды

Совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда, являются условиями труда работающего.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-74* различают четыре группы факторов трудовой деятельности, которые являются вредными для здоровья человека.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Физические факторы. Производственный микроклимат: повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, высокая влажность и скорость движения воздуха в помещениях, повышенные уровни шума, вибрации технологического оборудования, ультразвук и различных излучений (тепловых, неионизирующих, ионизирующих, инфракрасных), запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны, недостаточная освещенность рабочих мест, проходов проездов, повышенная яркость света и пульсация светового потока.

Химические факторы. Общетоксические, раздражающие, sensibilizing (вызывающие аллергические заболевания), канцерогенные (вызывающие развитие опухолей), мутагенные (действующие на половые клетки организма).

Биологические факторы. Патогенные микроорганизмы, белковые препараты, а также препараты, содержащие живые клетки и споры микроорганизмов.

Психофизиологические факторы. Физические перегрузки и нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение анализаторов слуха, зрения и др.). По показателям вредности и опасности производственный процесс характеризуют следующие особенности:

- необходимость обслуживания проектируемых объектов при разных метеорологических условиях, в зимний период – в условиях минусовых температур;
- взрыво-, пожароопасность обслуживаемого объекта;
- необходимость обслуживания запорной регулирующей арматуры и другого оборудования, действующего под давлением;
- возможность поступления в атмосферный воздух рабочих зон взрывопожароопасных газов и паров, которые присутствуют в основной продукции.

Согласно требованиям Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда», условия труда в целом оцениваются по четырем классам, представленным на рисунке 1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

50

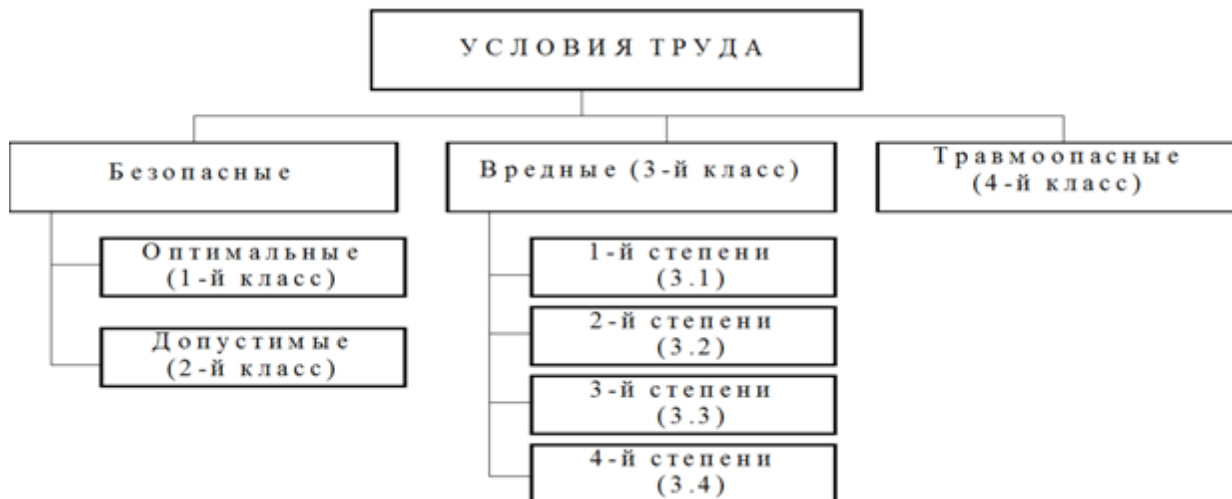


Рисунок 1 – Классы условий труда

Оптимальные условия труда (1 класс) – это условия, при которых сохраняется здоровье работающих и создаются предпосылки для поддержания высокого уровня работоспособности. Оптимальные нормативы производственных факторов установлены для микроклиматических параметров и факторов трудового процесса. Для других факторов за оптимальные принимаются такие условия труда, при которых неблагоприятные факторы отсутствуют либо не превышают уровней, принятых в качестве безопасных для работающих.

Допустимые условия труда (2 класс) характеризуются такими уровнями факторов среды и трудового процесса, которые не превышают установленные гигиенические нормативы для рабочих мест. Возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или к началу следующей смены и не должны оказывать неблагоприятного действия в ближайшем и отдаленном периоде на состояние здоровья работающих и их потомство. Допустимые условия труда условно относят к безопасным.

Вредные условия труда (3 класс) характеризуются наличием вредных производственных факторов, превышающих гигиенические нормативы и оказывающих неблагоприятное действие на организм работающего и/или его потомство. Опасные (экстремальные) условия труда (4 класс) характеризуются уровнями факторов рабочей среды, воздействие которых в течение рабочей смены (или ее части) создает угрозу для жизни, высокий риск развития острых профессиональных поражений, в т.ч. и тяжелых форм.

Каждый работник должен получить полную информацию, касающуюся:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- условий труда и степени их вредности;
- применяемых в производстве вредных веществ;
- возможных неблагоприятных последствий для здоровья;
- необходимых средств индивидуальной защиты;
- режимов труда и отдыха;
- медико-профилактических мероприятий;
- мер по сокращению времени контакта с вредным фактором;
- результатов аттестации рабочих мест.

Параметры микроклимата производственных объектов

Метеорологические условия рабочей среды оказывают влияние на процесс теплообмена и характер работы. Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям.

Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профзаболеванию. Низкая температура воздуха может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания либо обморожения.

Высокая относительная влажность при высокой температуре воздуха способствует перегреванию организма; при низкой температуре она усиливает теплоотдачу с поверхности кожи, что ведет к переохлаждению организма. Низкая влажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей работающих.

Подвижность воздуха эффективно способствует теплоотдаче организма человека и положительно проявляется при высоких температурах, но отрицательно – при низких.

Оценка микроклимата проводится на основе измерений его параметров (температура, влажность воздуха, скорость его движения, тепловое излучение) на всех местах пребывания работника в течение смены и сопоставления с СанПиН 2.2.4.548-96.

Микроклимат характеризуется температурой воздуха, его влажностью и скоростью движения. При проектировании принята следующая температура наружного воздуха, °С:

- абсолютный минимум температуры составляет минус 53°С,
- абсолютный максимум плюс 35°С.

Класс условий труда при проведении работ по обслуживанию и ремонту проектируемых объектов по показателю температуры воздуха для открытых территорий в холодный период года в соответствии с Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2

Класс условий труда при проведении работ по обслуживанию и ремонту проектируемых объектов

Климатическая зона	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный			Травмоопасный	
		2	3.1	3.2	3.3	3.4
I Д	-	+	-	-	-	-

При обслуживании проектируемых объектов класс условий труда по показателю температуры воздуха для открытых территорий в холодный период года – 3.1. Данный класс характеризуют такие отклонения уровней вредных факторов от гигиенических нормативов, которые вызывают функциональные изменения, восстанавливающиеся, как правило, при более длительном прерывании контакта с вредными факторами, и увеличивают риск потери здоровья.

Контроль микроклимата проводится согласно СанПиН 2.2.4.548-96, раздел 7.

Измерения показателей микроклимата в целях контроля их соответствия гигиеническим требованиям должны проводиться в холодный период года – в дни с температурой наружного воздуха, отличающейся от средней температуры наиболее холодного месяца зимы не более чем на 5°C, в теплый период года – в дни с температурой наружного воздуха, отличающейся от средней максимальной температуры наиболее жаркого месяца не более чем на 5°C.

Частота измерений в оба периода года определяется стабильностью производственного процесса, функционированием технологического и санитарно-технического оборудования.

11.5 Защита работающих в условиях отрицательных температур

Для работающих на открытом воздухе при отрицательных температурах предусматриваются такие условия, при которых неблагоприятное воздействие сурового климата на организм сводится к минимуму. Для предупреждения обморожений необходимо производить индивидуальные и массовые профилактические мероприятия. Массовая профилактика осуществляется санитарно-разъяснительной работой, своевременным обеспечением работающих на открытом воздухе теплой одеждой и обувью, устройством помещений для обогрева, утеплением транспорта, обеспечением

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

53

регулярного приема горячей пищи, устройством помещений для сушки одежды и обуви в период отдыха.

Индивидуальная профилактика предусматривает содержание в исправном состоянии одежды и обуви.

Работа на открытых территориях по трассам проектируемых промышленных трубопроводов в зимнее время проводится в специальной зимней одежде с регламентированными перерывами на обогрев (пребывание на открытой местности – не более 2 ч).

Защита от солнечной радиации и гнуса.

Ограничение избыточного теплового воздействия инсоляции помещений и территорий в жаркое время года должно обеспечиваться соответствующей планировкой и ориентацией зданий, благоустройством территорий.

В местах отдыха работающих устанавливаются навесы, зонты из ткани светлых тонов снаружи и темных изнутри.

Методы и средства индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых:

- механические;
- одежда, ткани, защитные сетки и другие средства, пропитанные отпугивающими веществами;
- непосредственное нанесение репеллентов на кожу.

Лучший способ механической защиты от гнуса – специальный защитный костюм. Голову, шею и лицо защищают пропитанной репеллентом накидкой, спускающейся на плечи и оставляющей лицо открытым. Пропитанный репеллентами костюм обеспечивает защиту от нападения гнуса в течение двух месяцев.

Обработанную одежду между ноской хранят в сложенном виде в плотной упаковке (полиэтиленовые или клеенчатые мешки, пергаментная бумага и т. п.). Это удлиняет срок отпугивающего действия.

11.6 Производственный шум

Шум – 1) беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры; 2) комплекс звуков, вызывающих неприятное ощущение или разрушающих орган слуха, практически любые звуки, выходящие за рамки звукового комфорта. Одна из форм физического (волнового) загрязнения среды жизни. Физиолого-биохимическая адаптация к шуму невозможна. Особенно тяжело переносятся внезапные резкие звуки высокой частоты. Шум более 90 дБ

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

вызывает постепенное ослабление слуха, ослабление нервно-психического стресса (сильное угнетение нервной системы или, наоборот, её возбуждение), язвенную болезнь, гипертонию, повышает агрессивность и т.д. Очень сильный шум (свыше 110 дБ) ведет к так называемому шумовому опьянению (нередко агрессивному, возбужденному состоянию), а затем к разрушению тканей тела, прежде всего слухового аппарата.

Шум отрицательно влияет на организм человека и, в первую очередь, на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Вредное воздействие шума на организм может проявляться как в виде специфического поражения органов слуха, так и в виде нарушений других органов и систем, в первую очередь, центральной нервной системы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха и зрения, повышает кровяное давление, утомляет центральную нервную систему, в результате чего ослабляется внимание, увеличивается количество ошибок в действиях работающего, снижается производительность труда. Воздействие шума приводит к появлению профессиональных заболеваний и может явиться также причиной несчастного случая. Источниками производственного шума являются оборудование и инструмент.

При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБ происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови.

Шум с уровнем давления более 90 дБ приводит к болезням нервно-психического стресса и ухудшению слуха вплоть до полной глухоты (свыше 110 дБ). Шум с высокой частотой колебания (20 Гц-20 кГц и выше) и случайной величиной амплитуды оказывает вредное влияние на организм человека и может вызвать шумовую болезнь, которая характеризуется тугоухостью, гипертонией (гипотонией), головными болями.

В зонах с октавными уровнями давления выше 135 дБ запрещается даже кратковременное пребывание.

Проектом не предусматриваются дополнительные источники шума. Также используемое технологическое оборудование не является источником ультразвукового излучения, поэтому специальные мероприятия по уменьшению воздействия ультразвука на обслуживающий персонал проектом не предусматриваются.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда в зависимости от эквивалентного уровня звука на проектируемых сооружениях, представленный в таблице 10.3.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 10.3 Класс условий труда в зависимости от эквивалентного уровня звука на проектируемых сооружениях

Название фактора, показатель, единица измерения	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Травмоопасный
		2	3.1	3.2	3.3	
Эквивалентный уровень звука, дБА	+	-	-	-	-	-

11.7 Вибрация

Вибрация также, как и шум, является загрязнителем окружающей среды.

Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле.

Вибрация по способу передачи телу человека подразделяется на общую (воздействие на все тело человека) и локальную (воздействие на отдельные части тела - руки или ноги).

Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексы организма.

Постоянная вибрация повышенного плана, кроме того, вызывает у работающих раздражительность и другие неприятные ощущения.

Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни.

Локальная вибрация вызывает спазмы сосудов, которые начинаются с концевых фаланг пальцев рук и распространяются на всю кисть, предплечье, захватывают сосуды сердца.

Органами здравоохранения систематически устанавливались ограничения на работах, связанных с вибрацией.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда для обслуживания проектируемого объекта зависимости от вибрации – класс 2 (допустимый).

Вибробезопасность труда на предприятии обеспечивается:

- соблюдением правил и условий эксплуатации оборудования, использованием оборудования только в соответствии с его назначением;
- поддержанием технического состояния оборудования, параметров технологических процессов на уровне, предусмотренном технологическим регламентом, своевременным проведением плановых и предупредительных ремонтов;
- рациональным размещением технологического оборудования в производственных помещениях и на площадках;
- контролем над техническим состоянием и правильной эксплуатацией

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

оборудования;

- выполнением защитных мероприятий, направленных на снижение действия вибрации на работающих;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик оборудования и вибрационной нагрузки на оператора (согласно ГОСТ 12.4.012-83 «Вибрация. Средства измерения и контроля вибрации на рабочих местах»), соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда на проектируемых сооружениях в зависимости от эквивалентного уровня звука и от вибрации – класс 2 (допустимый).

11.8 Освещение

По типу источника света производственное освещение бывает естественное, искусственное и совмещенное.

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги.

Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызвать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения.

Проектом предусмотрены, в соответствии с СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», следующие виды освещения:

- рабочее – 220 В;
- аварийное – 220 В;
- ремонтное – 36 В.

Тип осветительной арматуры, аппараты управления и электрические проводки соответствуют средам, в которых они эксплуатируются.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Для наружного освещения площадок скважин на проектируемой прожекторной мачте предусмотрена установка прожекторов со светодиодными лампами. Управление наружным освещением осуществляется автоматически.

Общая освещенность наружного освещения принята 2 лк (разряд зрительной работы XIV) 5 лк (разряд зрительной работы XIII) 50 лк (разряд зрительной работы IX) в соответствии со СП 52.13330.2011. В соответствии с Руководством Р 2.2.2006-05 и таблицей 10 определяется класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений – класс 2 (допустимый), что представлено в таблице 10.4.

Таблица 10.4

Класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений

Фактор, показатель	Класс условий труда				
	Допустимый	Вредный - 3			
		1 ст.	2 ст.	3 ст.	4 ст.
	2	3.1	3.2	3.3	3.4
Естественное освещение:					
Коэффициент естественной освещенности (КЕО, %)	+	-	-	-	-
Искусственное освещение:					
Освещенность рабочей поверхности (Е, лк) для разрядов зрительных работ:	I-IV, VII	+	-	-	-
	V, VI, VIII-XIV	+	-	-	-
Показатель ослепленности (Р, отн. ед.)	+	-	-	-	-
Коэффициент пульсации освещенности (Кп, %)	+	-	-	-	-
Яркость (L, кд/м ²)	+	-	-	-	-
Неравномерность распределения яркости (С, отн. ед.)	+	-	-	-	-

Уровень искусственной освещенности в технологических блоках принят 50 лк, в операторной – 200 лк, на наружной установке – 10 лк.

11.9 Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитного излучения (ЭМИ) промышленной частоты (50 Гц) являются устройства защиты и автоматики, а также высоковольтные установки.

Влияние ЭМИ на человека зависит от факторов:

- частоты излучений;
- размера облучения поверхности тела;
- индивидуальных особенностей организма;
- комбинированного действия с другими факторами среды.
- Влияние ЭМИ на человека бывает двух видов: тепловое и специфическое.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Тепловое действие ЭМИ заключается в том, что магнитное поле (МП) наводит в теле человека вихревые токи, которые являются основным механизмом биологического действия МП. Основным характеризующим параметром, является плотность вихревых токов. Чем больше напряженность поля, тем сильнее нагрев. До некоторого порога избыточная теплота выводится из тканей организма за счет механизма терморегуляции. Тепловой порог составляет 10 мВт/кв.см. Начиная с этой величины, способность организма выводить тепло исчерпывается и начинается нагрев.

Специфическое действие ЭМИ проявляется при интенсивностях поля гораздо меньших теплового порога. Электромагнитные поля изменяют ориентацию белковых молекул, ослабляя их биохимическую активность. В результате наблюдаются изменение структуры клеток крови, изменения в эндокринной системе, в сердечно сосудистой системе; при низких дозах есть большая вероятность влияния на иммунитет.

Методами и способами защиты от влияния электромагнитного поля являются:

- защита временем предусматривает ограничение времени нахождения человека в рабочей зоне, если интенсивность превышает нормы, установленные при условии облучения за смену (восемь часов);
- защита расстоянием применяется, когда невозможно ослабить интенсивность другими способами, увеличивается расстояние между источником излучения и человеком;
- уменьшение излучения в самом источнике выполняется за счет применения согласованных нагрузок и использования экранов, которые отбивают или поглощают излучения.

Для защиты от влияния ЭМИ предусматривается проведение организационных, инженерно-технических мер, а также применение средств индивидуальной защиты.

К организационным мерам относятся: выбор рациональных режимов работы установок, ограничение времени пребывания персонала в зоне излучения и т. д.

Инженерно-технические меры подразумевают рациональное размещение оборудования, использование мер, ограничивающих приток электромагнитной энергии на рабочие места персонала (поглощающие материалы, экраны). Эксплуатация всех объектов с электропотребителями предусматривается без присутствия постоянного обслуживающего персонала. Техническое обслуживание и оперативные переключения выполняются оперативно-эксплуатационным специально обученным персоналом.

Запроектированные электросетевые объекты не представляют опасности с точки зрения влияния электромагнитных излучений на оперативный эксплуатационный персонал при соблюдении им требований «Правил техники безопасности при

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», «Санитарных правил и норм».

На основании вышеизложенного, специальных мер защиты от электромагнитных излучений обслуживающего электроустановки персонала не требуется и проектной документацией не предусматривается.

11.10 Качество воздуха

Вредное действие химических веществ на обслуживающий персонал определяется как свойствами самого вещества, так и особенностями организма человека:

– общетоксические химические вещества вызывают расстройство нервной системы, мышечные судороги, нарушают структуру ферментов, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином; раздражающие вещества воздействуют на слизистые оболочки, верхние и глубокие дыхательные пути;

– сенсibiliрующие вещества (аллергены) повышают чувствительность организма к химическим веществам.

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов приведены в разделе ООС.

В период эксплуатации, при безаварийном технологическом режиме функционирования проектируемых объектов, концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают установленных нормативно допустимых уровней влияния на атмосферу и не представляют угрозы для здоровья обслуживающего персонала.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ, представленный в таблице 10.5.

Таблица 10.5

Класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ

Фактор, показатель	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Травмоопасный
		2	3.1	3.2	3.3	
Вредные вещества в воздухе рабочей зоны	+	-	-	-	-	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

11.11 Тяжесть и напряженность трудового процесса

Тяжесть труда

Тяжесть труда – это характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма (сердечно-сосудистую, дыхательную и др.), обеспечивающие его деятельность.

Исходным документом для определения критериев тяжести трудового процесса является Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

Основные показатели тяжести трудового процесса:

- физическая динамическая нагрузка;
- масса груза, поднимаемого и перемещаемого вручную;
- стереотипные рабочие движения;
- статическая нагрузка;
- рабочая поза;
- наклоны корпуса;
- перемещения в пространстве.

Класс условий труда по показателям тяжести трудового процесса представлен в таблице 10.6.

Таблица 10.6

Тяжесть трудового процесса

Показатели тяжести трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
	1	2	3.1	3.2
Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг м)				
При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса при перемещении груза на расстоянии до 1 м)		+		
При общей нагрузке (с участием мышц рук, корпуса)		+		
Масса груза, принимаемого и перемещаемого вручную, кг				
Подъем и перемещение (разовое) тяжестей при чередовании с другой работой (до 2 раз в час)		+		
Подъем и перемещение (разовое) тяжестей постоянно в течение рабочей смены		+		
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены		+		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Стереотипные рабочие движения (количество за смену)				
При локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук)		+		
При локальной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса)		+		
Статическая нагрузка, величина статистической нагрузки за смену при удержании груза, приложение усилий, кг		+		
Рабочая поза				
Наклоны корпуса		+		
Перемещение в пространстве		+		
Общая оценка тяжести трудового процесса		+		

Общая оценка тяжести трудового процесса (на основании числа показателей тяжести) – класс 2 (допустимый).

Напряженность трудового процесса

Оценка напряженности труда профессиональной группы работников основана на анализе трудовой деятельности и ее структуры, которые изучаются путем хронометражных наблюдений в динамике всего рабочего дня в течение одной недели. Все факторы (показатели) трудового процесса имеют качественную или количественную характеристики и сгруппированы по видам нагрузок: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные, монотонные, режимные нагрузки.

Анализ основан на учете всего комплекса производственных факторов, создающих предпосылки для возникновения неблагоприятных нервно-эмоциональных состояний (перенапряжения) и производится согласно Р 2.2.2006-05.

Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса представлены в таблице 10.7.

Таблица 10.7

Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса

Показатели напряженности трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный	Допустимый	Вредный	
	1	2	3.1	3.2
Интеллектуальные нагрузки				
Содержание работ		+		
Восприятие сигналов (информации) и их оценка		+		
Степень сложности задания		+		
Характер выполняемой работы		+		
Сенсорные нагрузки				
Длительность сосредоточенного наблюдения (% от времени смены)		+		
Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за час работы		+		

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

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

Показатели напряженности трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный	Допустимый	Вредный	
	1	2	3.1	3.2
Число производственных объектов одновременного наблюдения		+		
Нагрузка на зрительный анализатор				
Размер объекта различия (при расстоянии от глаз работающего до объекта различия не более 0,5 м)		+		
Работа с оптическими приборами при длительности сосредоточенного наблюдения (% от времени смены)	+			
Наблюдение за экранами видеотерминалов (ч/смену)		+		
Нагрузка на слуховой анализатор (при производственной необходимости восприятия речи или дифференцированных сигналов)		+		
Эмоциональные нагрузки				
Степень ответственности, значимость ошибки		+		
Степень риска для собственной жизни		+		
Степень риска за безопасность других лиц		+		
Монотонность нагрузок				
Число элементов (приемов), необходимых для реализации простого задания или в многократно повторяющихся операциях		+		
Продолжительность (с) выполнения простых производственных заданий или повторяющихся операций		+		
Режим работы				
Фактическая продолжительность рабочего дня			+	
Сменность работы			+	
Наличие регламентированных перерывов и их продолжительность		+		
Общая оценка напряженности трудового процесса		+		

Общая оценка напряженности трудового процесса (по наиболее высоким показателям напряженности) – класс 2.

11.12 Общая гигиеническая оценка

На основании вышеприведенных оценок условий труда составлена итоговая таблица по оценке условий труда – таблица 10.8.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

63

Таблица 10.8

Общая гигиеническая оценка условий труда

Фактор	Класс условий труда						
	Оптимальный	Допустимый	Вредный				Травмоопасный
	1	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Химический		+					
Биологический	Отсутствует						
Физические: аэрозоли -	Отсутствует						
Шум		+					
Вибрация общая		+					
Инфразвук	Отсутствует						
Ультразвук	Отсутствует						
Электромагнитные		+					
Микроклимат			+				
Освещенность		+					
Ионизирующие	Отсутствует						
Тяжесть труда		+					
Напряженность		+					
Общая оценка условий труда		+					

Классы условий труда устанавливаются на основании фактически измеренных параметров факторов рабочей среды и трудового процесса. При превышении нормативных уровней работодатель разрабатывает комплекс мер по оздоровлению условий труда, в том числе организационно-технические:

- для устранения опасного фактора, а при невозможности устранения
- для снижения его уровня до безопасных пределов.

Если в результате внедрения мер риск нарушения здоровья сохраняется, используют меры по уменьшению времени его воздействия (защита временем). Использование средств индивидуальной защиты в числе мер по улучшению условий труда занимают последнее место.

Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности – класс 2 допустимый.

11.13 Медицинские осмотры

Согласно Коллективному договору между работодателем АО «НК «ЯНГПУР» и его работниками обязуется:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

64

– ежегодно анализировать условия труда, причины производственного травматизма, профессиональной заболеваемости и на этой основе разрабатывать и осуществлять профилактические мероприятия, обеспечивающие безопасность труда и снижение заболеваемости;

– организовать и контролировать проведение профилактических медицинских осмотров согласно графику;

– компенсировать расходы, связанные с прохождением медицинского осмотра по месту постоянного жительства работникам, работающим вахтовым методом, при предоставлении подтверждающих документов.

В соответствии с приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 83 и статьей 213 «Трудового кодекса РФ» предусматривается проводить предварительные и периодические медицинские осмотры персонала, выполняющего работы в нефтяной и газовой промышленности в районах Крайнего Севера.

Обязательные предварительные при поступлении на работу, связанную с опасными, вредными веществами и неблагоприятными производственными факторами, а также периодические медицинские осмотры работников проводятся в соответствии с перечнем профессий, установленным приказом Министерства здравоохранения № 700 от 19.06.84 г.

На предприятии организуется и контролируется проведение профилактических медицинских осмотров согласно графику. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы) работники проходят обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет.

Предварительные медицинские осмотры проводятся для лиц, поступающих на работу на производства, где они могут подвергаться воздействию неблагоприятных факторов, с целью установления состояния их здоровья и выдачи заключения о возможности использования этих лиц по данной профессии.

Целью периодических медицинских осмотров является:

- динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников в условиях воздействия профессиональных вредностей;
- профилактика и своевременное установление начальных признаков;
- профессиональных заболеваний;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

– выявление общих заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными факторами;

– предупреждение несчастных случаев.

Частота проведения периодических медицинских осмотров (обследований) определяется территориальными органами Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека совместно с АО «НК «ЯНГПУР», исходя из конкретной санитарно-гигиенической и эпидемиологической ситуации. Периодические медицинские осмотры проводятся не реже одного раза в два года.

Периодические медицинские осмотры (обследования) работников могут проводиться досрочно в соответствии с медицинским заключением или по заключению территориальных органов Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека с обязательным обоснованием в направлении причины досрочного (внеочередного) осмотра (Трудовой кодекс РФ, ст. 213).

Работники, занятые на вредных работах и работах с вредными и (или) опасными производственными факторами в течение пяти и более лет, проходят периодические медицинские осмотры в центрах профпатологии и других медицинских организациях, имеющих лицензии на экспертизу профпригодности и экспертизу связи заболевания с профессией. Данные обследования проводятся один раз в пять лет.

Во всех производственных подразделениях АО «НК «ЯНГПУР» ежегодно проводятся медицинские осмотры, вакцинация против клещевого энцефалита и гриппа, флюорография. Рабочие места оснащены медицинскими аптечками.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

66

12. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Решения, принятые в рабочей документации, соответствуют:

- исходным данным и техническим условиям Заказчика;
- государственным нормам и правилам;
- требованиям экологических норм;
- требованиям противопожарных норм;
- требованиям норм техники безопасности.

Технические решения, принятые в рабочей документации, обеспечивают безопасную для жизни людей эксплуатацию объектов при соблюдении предусмотренных рабочей документацией мероприятий, общих правил техники безопасности и инструкций по технике безопасности, соответствующих каждой профессии.

При организации работ по охране труда и технике безопасности при строительстве следует руководствоваться:

- СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
- СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»

При осуществлении технологического процесса должны выполняться требования безопасного ведения работ на основе действующей нормативно-технической документации и в первую очередь стандартов безопасности труда.

Аварийно-восстановительные работы должны выполняться с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, промышленной безопасности, пожарной безопасности и охране труда.

На предприятии по каждому объекту должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

аварийных ситуаций и аварий.

Каждый работник должен получить полную информацию об условиях и охране труда на рабочих местах (ст. 212 Трудового кодекса РФ), опасных и вредных производственных факторах, степени их вредности, возможных неблагоприятных последствиях для здоровья, необходимых средствах индивидуальной защиты, режимах труда и отдыха, медико-профилактических мероприятиях, мерах по сокращению времени контакта с вредным фактором.

Работодатель обязан информировать работников о применяемых в производстве вредных веществах, результатах аттестации рабочих мест, степени воздействия вредных и опасных производственных факторов и установленных в связи с этим льгот, и размерах компенсационных выплат в соответствии со ст. 219 Трудового кодекса РФ.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Работа в опасных (экстремальных) условиях не допускается, за исключением ликвидации аварий, проведения экстренных работ по предупреждению аварийных ситуаций.

При этом работа должна производиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

Для предприятий, эксплуатирующих взрывоопасные производственные объекты, характерно потенциальное действие различных факторов производственной среды: токсичность и агрессивность используемых веществ и продуктов, а также неблагоприятные метеорологические условия.

Очень важным мероприятием для предупреждения аварий и травматизма являются техническое обслуживание и техническая диагностика оборудования и трубопроводов.

С помощью современных методов неразрушающего контроля можно выявить и прогнозировать развитие микротрещин на самой ранней стадии их проявления – монтаже и испытании оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность.

Обслуживающий персонал должен проходить инструктаж по пожарной безопасности, технике безопасности и производственной санитарии.

По каждой установке и объекту должен быть разработан порядок подготовки аппаратов, оборудования и трубопроводов включая схемы освобождения от продуктов, вредных веществ, схемы их пропарки, промывки, проветривания и другие меры, обеспечивающие безопасность работающих.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Оборудование, подлежащее вскрытию для внутреннего осмотра и очистки, должно быть остановлено, освобождено от продукта, отключено и отглушено от действующей аппаратуры, пропарено и проветрено. Продолжительность пропарки, продувки, необходимость промывки водой, проветривания определяются для каждого случая в отдельности.

Все трубопроводы, связанные с подлежащим вскрытию оборудованием, должны быть отключены при помощи задвижек и заглушек.

Персонал должен знать технологические схемы площадок, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры и контрольно – измерительных приборов и автоматики. Все оборудование, аппаратура и запорные устройства должны иметь четко обозначенные номера, соответствующие технологической схеме. Технологический процесс должен проводиться без отступлений от технологического регламента.

При текущем обслуживании оборудования и ремонтных работах запрещается применять инструменты из неомедненной стали. Используемый инструмент должен быть изготовлен из материала, не дающего искр, ударный и режущий инструмент при работе необходимо смазывать консистентными смазками.

Запорную арматуру на трубопроводах необходимо систематически смазывать, и она должна легко открываться и закрываться. Запорную арматуру следует открывать и закрывать медленно во избежание гидравлического удара. При этом запрещается применять ломы, трубы и т.д.

Курение на территории установки не допускается.

При работе в загазованной зоне следует применять противогазы и омедненный инструмент. Применение фильтрующих противогазов разрешается только в атмосфере, содержащей не менее 18 % свободного кислорода и не более 0,5 % вредных веществ.

Каждый рабочий должен иметь закрепленный за ним противогаз, содержать его в исправности и уметь пользоваться им. На установке должен быть составлен перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно пересматривается и утверждается главным инженером предприятий. Рабочие должны быть ознакомлены с этим перечнем. Газоопасные места должны быть обозначены предупреждающими знаками. При проведении профилактических и ремонтных работ на площадке должен быть задействован кран подъемный передвижной.

К средствам индивидуальной защиты относятся: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. Применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

регламентирована отраслевыми нормами. Спецодежда для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливается из хлопчатобумажных, льняных и смесовых тканей, а местах, которые подвергаются наибольшему воздействию нефтепродуктов, нашиваются усиливающие детали из основного материала или пришиваются накладки из материалов с пленочным покрытием. Применяются также рабочие фартуки из парусины, различных видов эластискожи и винилкожи, материала с пленочным покрытием и других материалов, не накапливающих статического электричества.

Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, воздействия агрессивных веществ, нефти, нефтепродуктов, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

К работам на объектах допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения, стажировки на рабочем месте, проверки знаний, проведением производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего права допуска к определенному виду работ.

Проверка знаний по безопасному ведению работ у рабочих проводится ежегодно. Проверка знаний у руководящих работников и специалистов не реже одного раза в три года.

Основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных работ и поддержание порядка на производстве.

Общее руководство по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагается на главного инженера предприятия. Организация работ по охране труда осуществляется работниками службы охраны труда и техники безопасности. Все работники, обслуживающие установку, обязаны знать и строго соблюдать правила техники безопасности и пожарной безопасности.

Для обеспечения безопасной работы производства проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

1. Применяемые трубы, арматура соответствуют климатическим условиям района строительства.
2. Соединения технологических трубопроводов выполнены сваркой, сварные стыки участков трубопровода подлежат контролю физическими методами.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

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

3. Для защиты от статического электричества трубопроводы заземлены.

4. Стальная арматура, используемая на объекте, относится к классу герметичности «А», арматура является стойкой к коррозионному воздействию рабочей среды, высоконадежной и безопасной при правильной эксплуатации.

5. Все трубы, детали трубопроводов, арматура имеют сертификаты соответствия, и разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

6. Производится испытание на прочность и проверка на плотность всех трубопроводов.

7. Предусмотрен свободный доступ к арматуре.

12.1 Обслуживание

Лица, осуществляющие на предприятии надзор за трубопроводами, а также лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, должны назначаться из числа лиц, имеющих соответствующую квалификацию и практический опыт работы, прошедших обучение и аттестацию.

На трубопроводы всех категорий рекомендуется составлять паспорт установленного образца. В паспорт трубопровода необходимо вносить дату проведенных ревизий и данные о ремонтах.

Эксплуатация оборудования и трубопроводной арматуры должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации, утвержденной руководителем эксплуатирующего предприятия.

12.2 Надзор во время эксплуатации

В период эксплуатации трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является постоянное и тщательное наблюдение за состоянием трубопроводов и их деталей (сварных швов, разъемных соединений, включая крепеж, прокладок), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций, подвесок и т.д. Результаты осмотров должны фиксироваться в вахтенном журнале не реже одного раза в смену.

При периодическом обследовании необходимо проверять:

– техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и, при необходимости, неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

эрозионного износа, нагруженных сечений и т.п.;

– устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов;

– полноту и порядок ведения технической документации по эксплуатации и ремонту трубопроводов.

Результаты периодического обследования трубопроводов оформляют актом.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях можно проводить без снятия изоляции. Однако если состояние стенок или сварных швов трубопроводов вызывает сомнение, то должно быть проведено частичное или полное удаление изоляции.

Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура горячих трубопроводов - до плюс 60 °С, с соблюдением необходимых мер по технике безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен и подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с действующими инструкциями.

При наружном осмотре должно быть проверено состояние:

- изоляции и покрытий;
- сварных швов;
- фланцевых, муфтовых и других соединений;
- опор;
- компенсирующих устройств;
- дренажных устройств;
- арматуры и ее уплотнений;
- реперов для замера остаточной деформации;
- сварных тройниковых соединений, гибов и отводов;
- одновременно проверяют вибрацию трубопровода.

12.3 Ревизия трубопроводов

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которую проводит служба технического надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок (производств) и лицом, ответственным за безопасную

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

эксплуатацию трубопроводов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки технического состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Сроки проведения ревизии трубопроводов на давление до 10 МПа устанавливает предприятие-владелец в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра и ревизии. Сроки должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями.

Для трубопроводов свыше 10 МПа установлены следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает администрация предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

Объем выборочной ревизии трубопроводов с давлением свыше 10 МПа и трубопроводов I и II категории должен быть:

- не менее двух участков каждого блока установки независимо от температуры среды;
- не менее одного участка каждого общецехового коллектора или межцехового трубопровода независимо от температуры среды.

(Под коллектором понимают трубопровод, объединяющий ряд параллельно работающих блоков).

Для проектируемых трубопроводов срок ревизии устанавливается с учетом скорости коррозии 0,1 – 0,5 мм/год и наличия продукта 3-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007 – не реже 1 раза в два года.

Ревизия технологических трубопроводов включает в себя обязательные виды работ:

- анализ документации, определение уровня ТД;
- наружный осмотр;
- внутренний осмотр;
- толщинометрия;
- ревизия арматуры;
- ревизия разъёмных соединений;
- ревизия компенсаторов;
- ревизия опорно-подвесной системы;
- оформление результатов;

Дополнительные:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- сканирование толщин стенок ТТ;
- дополнительный дефектоскопический контроль;
- исследование металла.

Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключить влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т.п.). Работы проводить в соответствии с п.14.3 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные».

Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина уменьшилась под воздействием коррозии или эрозии, возможность работы должна быть подтверждена расчетом на прочность.

При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков трубопроводов с давлением свыше 10 МПа должна быть проведена полная ревизия этого трубопровода, а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30 % каждого из указанных трубопроводов или менее при соответствующем техническом обосновании.

После проведения ревизии составляют акты, к которым прикладывают все протоколы и заключения о проведенных исследованиях. Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода. Акты и остальные документы прикладывают к паспорту.

После истечения назначенного рабочей документацией расчетного срока службы трубопровод должен быть подвергнут экспертизе промышленной безопасности с целью установления возможности и срока дальнейшей эксплуатации.

12.4 Ревизия арматуры

Ревизию и ремонт арматуры производят преимущественно в период ревизии технологического трубопровода.

Ревизию и ремонт арматуры следует производить в специализированных мастерских или ремонтных участках.

В обоснованных случаях допускается ревизия арматуры непосредственно на месте установки с обеспечением необходимых мер безопасности.

Решение о ревизии арматуры без снятия с трубопровода принимает работник, ответственный по надзору за техническим состоянием и безопасной эксплуатацией совместно ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Ревизии подлежит арматура:

- со следами пропуска в уплотнениях;
- с выявленными утечками в период эксплуатации;
- с видимыми дефектами корпуса и наружных деталей арматуры;
- эксплуатируемая в наиболее сложных условиях (подверженная частым открытию и закрытию, вибрации, перепадам температур и давления);
- обеспечивающая надежное отсечение трубопровода или его участков от источников давления (системная арматура).

При ревизии запорно-регулирующей арматуры должны быть выполнены следующие работы:

- внешний осмотр;
- разборка с последующим осмотром всех деталей (шпинделя, клина или клапана и их крепления, уплотнительных поверхностей корпуса, ходовой гайки, штурвала, сальника, крепежных деталей, сальфона);
- внутренний осмотр поверхности корпуса и крышки;
- проверка состояния набивочных материалов (качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку) при наличии сальниковых уплотнений;
- проверка прокладочного материала для уплотнения соединения крышки с корпусом;
- УЗТ стенок корпуса и крышки;
- сборка с последующей проверкой плавности хода шпинделя (ход шпинделя должен быть плавным, затвор при закрывании или открывании арматуры должен перемещаться без заедания);
- испытания на прочность, плотность и герметичность по нормам согласно ГОСТ 9544-2015 и КО-1-79.1

Арматура после ревизии должна устанавливаться на ту же технологическую позицию, с которой была снята.

Ревизия арматуры оформляется актом, который прикладывается к акту ревизии и отбраковки трубопровода.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

13. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе представлено части 2 «Автоматизация технологических процессов» данного подраздела (см. 102-21-ТХР2).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

14. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники приведены в Томе 8 102-21-ООС «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

15. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Для максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывопожароопасных веществ рабочей документацией, предусмотрен следующий комплекс технических решений:

- Технологический процесс осуществляется по непрерывной схеме;
- Конструкция уплотнений, материалы прокладок фланцевых соединений трубопроводов обеспечивают необходимую степень герметичности разъемных соединений;
- Герметичность запорной арматуры принята класса А;
- Освобождение трубопроводов и емкостей от остатков хим. реагентов предусмотрено в закрытые дренажные емкости.

Надежность и герметичность конструкции арматуры обеспечивается за счет необходимого запаса его прочности и коррозионной стойкости, обеспечиваемого применением соответствующего материального оформления с учетом возможных неблагоприятных режимов работы;

Материалы, конструкция трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне параметров (давления, температуры).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

16. СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

В ходе выполнения производства работ по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводов, емкостей, отходы будут направляться на утилизацию согласно договорам, заключенным со специализированными предприятиями.

Вид и состав отходов образующихся при производстве работ по строительству проектируемого объекта отражены в Томе 6 «Проект организации строительства» и разделе 8 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					102-21-ТХР1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

**17. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ
УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К
УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В
ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ
НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

Требования энергетической эффективности к проектируемому оборудованию не предъявляются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.ТЧ	

18. 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

Требования энергетической эффективности к проектируемому оборудованию не предъявляются. Приборы учета энергетических ресурсов не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	102-21-ТХР1.ТЧ	

19. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

Для соблюдения требований технологических регламентов в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- Мероприятия по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ;
- Мероприятия, направленные на предупреждение развития промышленных аварий и локализации выбросов опасных веществ;
- Мероприятия по обеспечению взрывопожаробезопасности;
- Решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, безопасности находящегося в нем персонала и возможности управления процессом при аварии;
- План действия персонала в аварийных ситуациях.

Ведение технологического процесса должно осуществляться строго в соответствии с технологическим регламентом.

Мероприятия по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

В качестве решений по исключению разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов, принятых при проектировании объекта можно выделить следующие:

1. Технологический процесс осуществляется по непрерывной схеме.
2. Материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне параметров (давления, температуры).
3. Принятая толщина стенок трубопроводов определена с учетом расчетной толщины стенки и прибавки для компенсации коррозии, а также с учетом номенклатурной поставки завода-изготовителя.
4. Выбор оборудования произведен с учетом максимально возможного и рабочего давлений в аппаратах и трубопроводах.
5. Аппараты, трубопроводы, арматура выполнены герметичными.
6. Предусмотрены системы автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций, не допускающие бесконтрольного повышения давления в аппаратах и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

трубопроводах.

7. Предусмотрен постоянный контроль уровня жидкости в емкостях.
8. Наружная поверхность оборудования и трубопроводов имеет антикоррозионное покрытие.
9. Соединения технологических трубопроводов выполнены сваркой.
10. К сварке стыков трубопроводов допускаются специально подготовленные сварщики, аттестованные в порядке, предусмотренном «Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства».
11. Сварные стыки участков трубопровода подлежат контролю физическими методами.
12. Обеспечено отсутствие постоянных выбросов в атмосферу.
13. Для каждого взрывоопасного участка установки определены взрывоопасные зоны их классы, категория и группа взрывоопасной смеси.
14. Конструкция огнепреградителей обеспечивает надежную локализацию пламени с учетом условий эксплуатации.
15. Запрещается эксплуатация с неисправными или отключенными противоаварийными устройствами.

Мероприятия, направленные на предупреждение развития промышленных аварий и локализации выбросов опасных веществ

В качестве мероприятий по предупреждению и локализации выбросов опасных веществ можно выделить следующие:

1. Обвязка аппаратов выполнена с учетом условий рационального секционирования, схемой обвязки предусмотрено аварийное отключение каждого аппарата, площадок с помощью запорной арматуры.
2. Оборудование оснащено предохранительными устройствами (датчики уровней жидкости, регулирующие клапаны, запорно-регулирующая арматура). Аварийное освобождение оборудования и трубопроводов предусмотрено в дренажную емкость.
3. На технологических площадках контролируется уровень и границы загазованности.
4. АСУ ТП позволяет осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями действующих норм и правил.
5. Предусмотрена пожарная сигнализация

Мероприятия по обеспечению взрывопожаробезопасности

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Проект выполнен с соблюдением действующих норм и правил взрыво- и пожароопасности, и обеспечивает безопасную эксплуатацию запроектированного объекта.

Предотвращение аварий при ведении технологического процесса обеспечивается комплексом предупредительных мероприятий:

1. Расстояния между коммуникациями, оборудованием, сооружениями приняты согласно с учетом взрывопожарных норм.
2. В соответствии с нормами проведено категорирование площадок по взрывопожарной и пожарной опасности.
3. Выбор материала труб и аппаратов выполнен с учетом взрыво-, и пожароопасности производства.
4. Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров предусмотрена сигнализация отклонений значений параметров технологического режима.
5. Для контроля за загазованностью воздушной среды во избежание образования взрывоопасных концентраций предусмотрена установка газоанализаторов.
6. Для защиты от статического электричества оборудование и трубопроводы заземлены.
7. Для защиты от прямых ударов молнии предусмотрены молниеотводы.
8. Электрооборудование, устанавливаемое в пределах взрывоопасных зон, выполнено во взрывозащищенном исполнении.
9. Для взрывоопасных помещений и наружных установок классов В-1а и В-1г электрические датчики и сигнализаторы выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, безопасности находящегося в нем персонала и возможности управления процессом при аварии

1. В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказом N534 от 15 декабря 2020 г. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору необходимо обеспечить противоаварийную устойчивость пунктов и систем управления производственным процессом и обеспечить безопасность, находящегося в здании персонала.

2. Управление технологическими процессами осуществляется из операторной в здании АБК Метельного месторождения, в которой размещены промышленные

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

персональные компьютеры (АРМы).

3. Так как пункт управления находится вне зон поражения при возможных авариях на проектируемых объектах, дополнительных решений по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом и обеспечению безопасности, находящегося в здании персонала не предусматривается

План действия персонала в аварийных ситуациях

Аварийная остановка установки осуществляется обслуживающим персоналом с использованием средств противоаварийной защиты согласно плана ликвидации аварий (ПЛА), разработанному на предприятии. Все работники подразделений на своих рабочих местах должны быть ознакомлены с ПЛА.

В плане ликвидации аварий предусматривается:

- вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды;
- порядок остановки поврежденного участка;
- мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды;
- действия обслуживающего персонала и ИТР;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть оповещены об аварии и порядок оповещения;
- мероприятия по спасению людей;
- меры пожарной безопасности.
- мероприятия по эвакуации людей;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- действие ИТР и рабочих в аварийных ситуациях;
- порядок сбора аварийных бригад, аварийно-транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения.

Все работники должны быть ознакомлены с планом ликвидации аварий.

После определения характера отказа, принимается решение и способы его ликвидации в соответствии с планом ликвидации последствий.

При аварийном положении и при проведении работ по ликвидации аварий устанавливаются зоны безопасности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

20. ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

Согласно постановлению правительства Российской Федерации от 15 февраля 2011г. № 73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам» для обеспечения предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов проектом предусматривается:

- на въезде на территорию месторождения имеются ворота и контрольно-пропускной пункт (КПП);
- КПП пункт оборудован «тревожной кнопкой» экстренного вызова полиции;
- объект оборудуется системами связи;
- помещения оборудуются охранной сигнализацией;
- охрана осуществляться с привлечением специализированной организацией по договору.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

21. ОХРАНА ТРУДА, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Сведения об опасных свойствах газа и газового конденсата приведены в таблице 20.1.

Таблица 20.1

Характеристика нефти и попутного нефтяного газа

Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия веществ на организм человека
Природный газ	<p>Природный газ относится к горючим веществам. По степени воздействия на организм относится к IV классу опасности. Отравления приводят учащению пульса, увеличению объема дыхания, ослаблению внимания.</p> <p>При возникновении аварии с участием природного газа опасное воздействие будет определяться видом аварии (пожар, взрыв, распространение газа без воспламенения). При смешении с воздухом в определённых пропорциях образует взрывоопасные смеси категории ПА-Т1.</p>
Газовый конденсат	<p>Газовый конденсат относится к горючим жидкостям по ГОСТ 12.1.044-89 (легковоспламеняющимся).</p> <p>По степени воздействия на организм человека относится к 4-му классу опасности по ГОСТ 12,1.007-76. Пары жидких составных частей газового конденсата оказывают наркотическое действие. При хроническом воздействии – заболеваемость органов дыхания, функциональные нарушения со стороны центральной нервной системы, желудочно-кишечного тракта.</p> <p>Средства защиты: фильтрующий противогаз марки А; изолирующие шланговые противогазы ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.</p> <p>Основная опасность для окружающей среды связана с загрязнением почвы и водных ресурсов, а также загрязнением воздуха и ущербом флоре и фауне при пожарах. Также при пожарах могут погибнуть, либо получить ожоги различной тяжести люди.</p> <p>Последствия пожаров обусловлены воздействием их поражающих факторов. Основными поражающими факторами пожара являются</p>

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

87

непосредственное действие огня на горящий предмет (горение) и дистанционное воздействие на предметы и объекты высоких температур за счет излучения.

Таблица 20.2

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

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.11-99	Категория взрывоопасной зоны по ПБ НПП, по ГОСТ 51330.9-99
Устье добывающей скважины	АН	В-1г	ПА-Т3	1 (в радиусе 3м)
Площадки для размещения задавочных агрегатов	АН	В-1г	ПА-Т3	1 (в радиусе 3м)
Места для установки агрегатов для ремонта скважины	АН	В-1г	ПА-Т3	1 (в радиусе 3м)
Места для установки передвижных приемных мостков	АН	В-1г	ПА-Т3	1 (в радиусе 3м)
Площадка для установки мобильной измерительной установки	АН	В-1г	ПА-Т3	1 (в радиусе 3м)
Узлы задвижек газопровода-шлейфа	АН	В-1а	ПА-Т3	1 (в радиусе 3м) от фланца

В рабочей документации предусматривается применение строительных конструкций с нормированным пределом огнестойкости и классом конструктивной пожарной опасности, обеспечивающим предотвращение распространения пожара, ограничение опасности других опасных факторов.

Создание безопасных и здоровых условий труда на производстве предусматриваются уже в процессе проектирования. Основными профилактическими мероприятиями, исключающими контакт обслуживающего персонала с вредными веществами, является полная герметизация всего технологического процесса.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

102-21-ТХР1.ТЧ

Лист

88

22. ПЕРЕЧЕНЬ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ЗАКОНОВ, НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И СООТВЕТСТВУЮЩЕГО СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный закон 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
3. Федеральный закон РФ от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
4. «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»;
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов»;
8. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
9. ПУЭ. Правила устройства электроустановок;
10. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;
11. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
12. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
13. СП 231.1311500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений Требования пожарной безопасности"
14. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	102-21-ТХР1.ТЧ		Лист
											89

Ведомость рабочих чертежей основного комплекта

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1. Данная документация выполнена на основании заданий отдела технологического проектирования.
2. Проектирование выполнено в соответствии с нормативными документами:
 - ВНТП 3-85 "Нормы технологического проектирования объектов сбора транспорта, подготовки нефти, газа, воды нефтяных месторождений";
 - СП 77.13330.2016 "Системы автоматизации";
 - ГОСТ 21.408-2013 "СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов";
 - ВСН 205-84 "Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологического оборудования";
 - РД БТ 39-014-7171-003-88 "Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности";
 - ПУЭ "Правила устройства электроустановок";
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
 - ГОСТ 21.208-2013 "Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах";
 - РМ4-261-91 «Системы автоматизации технологических процессов. Пособие по выполнению конструкторской документации»;
 - СТО 11233753-001-2006* «Системы автоматизации. Монтаж и наладка»;
3. Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.
4. Другие указания смотреть на последующих листах данного комплекта чертежей.

Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные	
2	Структурная схема АСУ ТП (на 2 л.)	
3	Технологическая схема со схемой автоматизации	

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

102-21-ТХР1.ГЧ1						
Кустовая площадка № 4 Метельного месторождения с коридором коммуникаций						
Изм.	Колуч.	Лист	Идок.	Подп.	Дата	
Разраб.	Осипов				07.23	
Кустовая площадка № 4				Стадия	Лист	Листов
				П	1	4
Общие данные				ООО "ИЦ Проектор"		
Н.контр.	Иванов					
ГИП	Писарев				07.23	

Технические указания

1. В данной структурной схеме представлена 2-х уровневая автоматизированная система управления технологическим процессом АСУ ТП кустовой площадки.

Нижний уровень :

- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами, исполнительные механизмы, устанавливаемые на "полевом" оборудовании;
- вторичная аппаратура, блоки питания, источники бесперебойного питания, реле, шкаф автоматики. Шкаф автоматики устанавливается в БМА;

Верхний уровень:

- Система телемеханики УПГ и СГК Метельного месторождения.

2. Количество проектируемых скважин на кустовой площадке:

добывающих - 7 шт;

водозаборных - 3 шт.

Условные обозначения

АРМ-автоматизированное рабочее место;

СУ-станция управления;

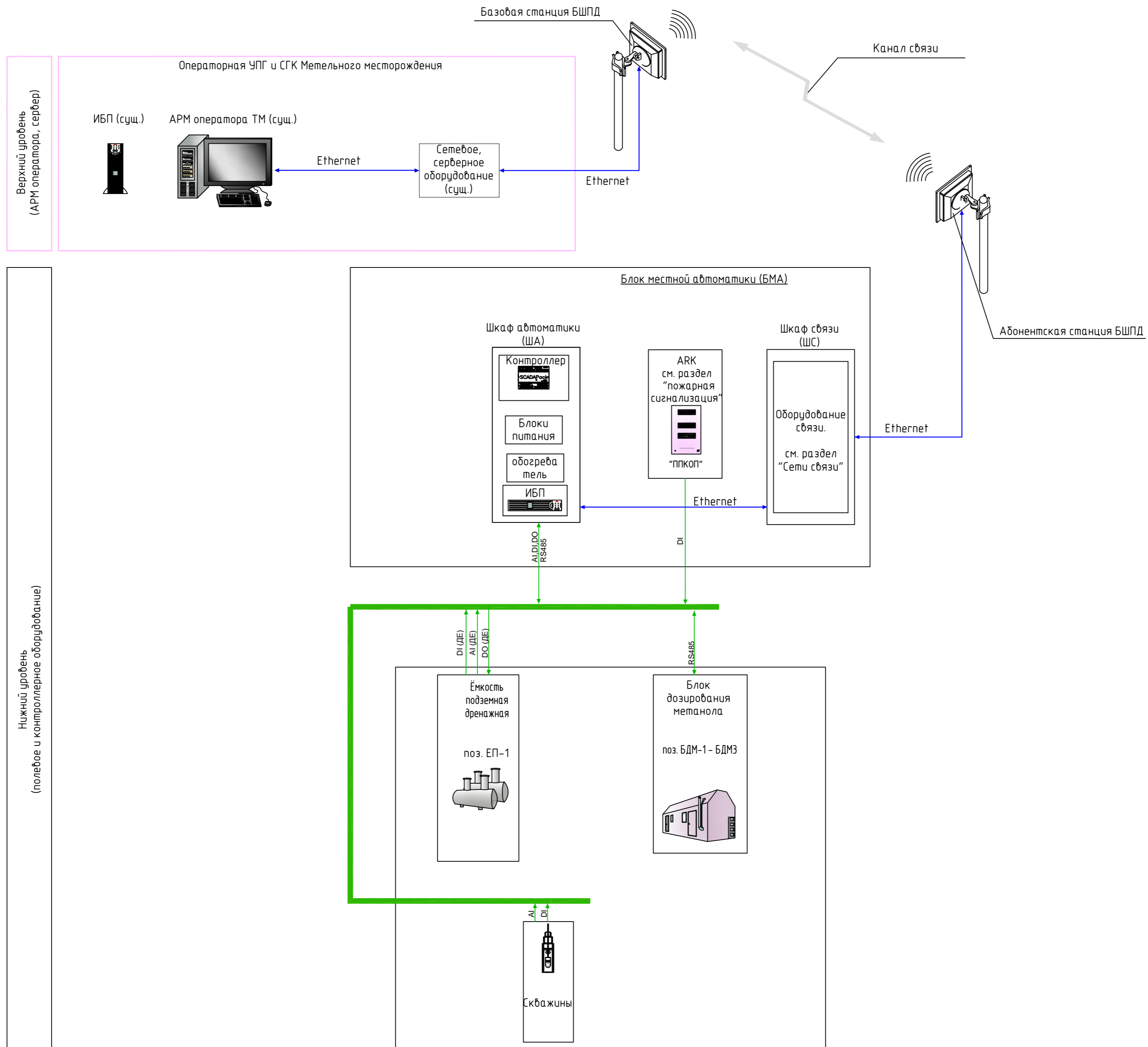
АГЗУ- установка измерительная;

AI- входные аналоговые сигналы;

DI- входные дискретные сигналы;

DO- выходные дискретные сигналы.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№	102-21-ТХР1.ГЧ1						Кустовая площадка № 4 Метельного месторождения с коридором коммуникаций		
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Индок.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
			Разраб.	Осипов			07.23	Кустовая площадка № 4	П	2	2
			Н.контр.	Иванов				Структурная схема АСУ ТП	ООО "ИЦ Проектор"		
			ГИП	Писарев		07.23					



Изм. Подл. и дата. Взам.инв.№

Изм.	Колуч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата

102-21-ТХР1.ГЧ1

Лист 2.2

