



Общество с ограниченной ответственностью  
«СКБ НТМ»

Заказчик - АО «НК «ЯНГПУР»

**«Кустовая площадка № 11 Известинского лицензионного участка  
с коридором коммуникации»**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6 «Технологические решения»  
Часть 1 «Технологические решения»**

**03-246-K11-TP1**

**Том 6.1**

**Главный инженер проекта**

**А. Н. Коптелов**

**Тюмень, 2023**

Обозначение	Наименование	Примечание
	<b>Текстовая часть</b>	
03-246-K11-TP1.TЧ	Текстовая часть	
	<b>Графическая часть</b>	
03-246-K11-TP1.ГЧ л.1	Схема технологическая куста №11	
03-246-K11-TP1.ГЧ л.2	План кустовой площадки	
03-246-K11-TP1.ГЧ л.3	Блок дозирования метанола (БДМ-1...2), поз.5.1...5.2	
03-246-K11-TP1.ГЧ л.4	Схема внутрипромысловых трубопроводов	


Согласовано	Взам. инв. №			
	Подпись и дата			
Инв. № подл.	Разработал	Мусагалиева		07.23
	Проверил	Коптелов		07.23
	Н.контр.	Сулова		07.23
	ГИП	Коптелов		07.23



<b>03-246-K11-TP1.C</b>								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
<b>Содержание тома</b>								
						Стадия	Лист	Листов

## Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции .....	4
1.1	Исходные данные для проектирования .....	4
1.2	Характеристика существующего положения.....	4
1.3	Этапы строительства .....	8
1.4	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	8
1.5	Описание технологической схемы.....	12
1.5.1	Описание схемы нефтесбора.....	13
1.5.2	Описание схемы газосбора.....	13
1.6	Компоновочные решения.....	14
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	16
2.1	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	16
3	Описание источников поступления сырья и материалов .....	18
4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.....	19
5	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	20
5.1	Трубопроводы от Кустовой площадки № 11 Известинского лицензионного участка до точки врезки .....	20
5.1.1	Назначение трубопроводов .....	20
5.1.2	Сведения о категории и классе линейного объекта .....	20
5.1.3	Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость.....	21
5.1.3.1	Расчёт трубопроводов на прочность.....	23
5.1.3.2	Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов.....	25
5.1.4	Основные технические решения промысловых трубопроводов .....	27
5.1.4.1	Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства .....	30
5.1.5	Конструктивные решения.....	31
5.1.5.1	Основные решения по прокладке .....	31
5.1.5.2	Переходы через водные преграды .....	35
5.1.6	Очистка полости и испытание трубопроводов.....	46
5.1.6.1	Очистка трубопроводов .....	47
5.1.6.2	Испытания трубопроводов .....	47

Согласовано


5.1	Оборудование кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка .....	49
5.2	Внутриплощадочные трубопроводы .....	50
5.2.1	Расчет трубопроводов на прочность .....	51
5.2.2	Прокладка трубопроводов.....	53
5.2.3	Категория трубопроводов.....	54
5.2.4	Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных соединений трубопроводов.....	55
5.2.5	Испытания трубопроводов, промывка и продувка трубопроводов .....	56
5.2.6	Изоляция трубопроводов.....	57
5.2.7	Контроль качества и операционный контроль .....	59
5.2.8	Запорная арматура и регулирующая арматура.....	60
6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов .....	62
7	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям.....	63
8	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала .....	65
9	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах.....	69
10	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ....	70
11	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям).....	71
12	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	72
13	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....	73
14	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....	74
15	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....	75

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

							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
								2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

**1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции**

**1.1 Исходные данные для проектирования**

Технологические решения по объекту «Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации» разработаны на основании:

– договора на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту “Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации” № 03-246-2023 от 26.06.2023 г.;

– задание на проектирование по объекту: «Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации» утвержденного 14.04.2023 г. (Приложение А тома 03-246-К11-ПЗ.ТЧ);

– технических условий на разработку разделов проекта «Автоматизация», «Связь», «Пожарно-охранная сигнализация» по объекту «Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка» (Приложение Б тома 03-246-К11-ПЗ.ТЧ);

– технических условий №03-23 от 10.04.2023г. на проектирование системы электроснабжения объекта: «Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации» (Приложение В тома 03-246-К11-ПЗ.ТЧ);

– обзорная схема куста №11 Известинского лицензионного участка (Приложение Д тома 03-198-К8-ПЗ.ТЧ);

– техническое задание на выполнение инженерных изысканий по объекту: «Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации»;

– инженерных изысканий 03-246-ИИ, выполненных ООО «СКБ НТМ» в август-сентябрь 2023 г.;

– иных исходных данных, полученных от Заказчика.

Технологические решения выполнены с соблюдением действующих норм и правил и обеспечивает безопасную эксплуатацию проектируемого объекта.

**1.2 Характеристика существующего положения**

Кустовая площадка №11 в административном отношении расположена в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Известинского лицензионного участка.

Ближайшим к объекту административным центром является г. Губкинский, расположенный в 23 км на восток от участка проектирования.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>						3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Естественный рельеф изучаемой территории представляет собой плоскую заболоченную равнину, значительно заозеренную. Угол наклона рельефа 0,5-1,50. Максимальные превышения водоразделов над урезами рек и озер (по элементарным бассейнам, в метрах) - 5 – 25 метров. Густота расчленения рельефа долинами, балками, ложбинами, оврагами – очень слабое (более 5), озерное расчленение – сильное (1,2-0,6). Почвы болотные мерзлотные (торфяные и остаточно торфяные), таежные глее-мерзлотные (криоземы глеевые). На территории распространены плоскобугристо-мочажинные и плоскобугристо-озерковые болота.

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к плоско-волнистой равнине, сложенной озерно-болотными и озерно-аллювиальными отложениями четвертой надпойменной террасы.

Озерно-аллювиальные отложения средне-верхнего звеня неоплейстоценового возраста Ермаковского горизонта представлены песками с прослоями супесей, суглинков, линзами торфа.

Современные болотные отложения (bQIV) развиты в пределах террасы, литологически представлены торфами.

В природном отношении район находится в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности в лесотундровой зоне с характерной для нее почвой и растительностью. Лесотундра представлена лиственничным редколесьем (береза, ивняки, сосна, кедр, лиственница), торфяниками, болотами с моховым или мохово - лишайниковым покровом.

Речная сеть рассматриваемого района изысканий принадлежит верховью левобережной части бассейна р. Пур. Густота речной сети исследуемого района составляет менее 0,4 км/км<sup>2</sup>.

Реки района характеризуются спокойным течением и средней извилистостью, типично равнинные со слабовыраженными, сильно заболоченными долинами, с выраженными заболоченными водоразделами.

Гидрографическая сеть района изысканий представлена ближайшим поверхностным водотоком (р.Ванчаруяха), который является притоком первого порядка р. Пурпе и впадает в нее на 10 км от устья. Согласно ГОСТ Р 59054-2020 рассматриваемый ближайший поверхностный водоток относится к категории малых рек, площадь водосбора которых менее 2000 км<sup>2</sup>.

Климатическая характеристика района изысканий составлена по ближайшей метеостанции Тарко-Сале, действующей с 1936 года, расположенной на расстоянии 100 км северо-восточного направления от района изысканий и входящей в список нормативного документа СП 131.13330.2012.

По климатическим характеристикам согласно СП 131.13330.2012 территория района изысканий относится к I району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства.

Средняя годовая скорость ветра составляет 3,5 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,8-3,4 м/с. Максимальная скорость ветра может достигать 30 м/с (таблица

Изн. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист	
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>							4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

4). Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 3,7 м/с, а минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 2,4 м/с (СП 131.13330.2010; 1966-2010гг). Наибольшая скорость ветра 5 % обеспеченности 27 м/с. Скорость ветра, вероятность превышения которой 5 % составляет 9 м/с.

Расчетная скорость ветра (м/с) на высоте 10 м над поверхностью земли, соответствующая 10-минутному интервалу осреднения обеспеченность 2% составляет 21 м/с, обеспеченность 4% составляет 20 м/с.

Температура воздуха. Среднегодовая температура воздуха в районе изысканий минус 5,9 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (января) минус 24,7 °С, а самого жаркого (июля) плюс 16,2 °С. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца (января) минус 29,3 °С.

Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца (января) минус 29,2 С, а средняя максимальная температура воздуха наиболее холодного месяца (января) минус 20,2 °С. Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого (июля) плюс 11,3 °С, а средняя максимальная температура воздуха самого жаркого (июля) плюс 21,2 °С.

Абсолютный температурный минимум и максимум за период наблюдений составляют, минус 55,0 °С и плюс 36,0 °С, средний из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха, соответственно, минус 47,4 °С и плюс 30,9 °С.

По данным метеостанции Тарко-Сале расчетная температура наиболее холодных суток и холодной пятидневки обеспеченностью 0.98 и 0.92, а также продолжительность и средняя температура отопительного периода приведены в таблице 13. Расчетная температура воздуха в данный период, обеспеченностью 0.94, составляет минус 28 °С. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 8,9 °С (СП 131.13330.2012; 1966-2010гг).

Наибольшая годовая сумма осадков отмечалась в 2004 году и составила 665 мм, наименьшая (375 мм) отмечалась в 1967 году. Наибольшее месячное количество осадков (164 мм) выпало в июле 1965 года, наименьшее (3 мм) – в феврале 1941 года.

Снежный покров. В среднем снежный покров появляется в первой декаде октября, как правило, через 10-13 дней образуется устойчивый снежный покров (таблица 24). Максимальная высота снежного покрова наблюдается чаще всего в конце марта – начале апреля. В рассматриваемом районе среднее число дней с устойчивым снежным покровом 210. Средняя за зиму высота снежного покрова составляет 49,8 см, наибольшая за зиму 150 см.

Расчетная высота снежного покрова обеспеченностью 5% составляет 134 см (защищенное место).

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Снежный покров. В среднем снежный покров появляется в первой декаде октября, как правило, через 10-13 дней образуется устойчивый снежный покров (таблица 24). Максимальная высота снежного покрова наблюдается чаще всего в конце марта – начале апреля. В рассматриваемом районе среднее число дней с устойчивым снежным покровом 210. Средняя за зиму высота снежного покрова составляет 49,8 см, наибольшая за зиму 150 см.						Лист
			Расчетная высота снежного покрова обеспеченностью 5% составляет 134 см (защищенное место).						
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			5	

В геоморфологическом отношении район изысканий приурочен к плоско-волнистой равнине, сложенной озерно-аллювиальными отложениями четвертой надпойменной террасы. В разрезе вскрыты пески мелкие и пылеватые, супеси пластичные и текучие.

В стратиграфическом строении участка изысканий принимают участие грунты четвертичной системы нижнеолигоценного возраста.

Согласно атласу Ямало-Ненецкого автономного округа, территория относится к Надым-Полуйскому приподнятому блоку, Пур-Надымскому району, к Уренгойско-Танловской зоне слабых унаследованных поднятий.

Зона относится к мелкой линейной складчатости, трещиноватости и динамической напряженности в приповерхностной части чехла, выраженные на поверхности параллельно-рядовым рельефом.

Геологический разрез изучен на глубину до 15 м. Абсолютные отметки поверхности исследуемой территории изменяются от 73,48 до 79,74 м БС.

В соответствии с ГОСТ 25100-2020 геологический разрез представлен классом дисперсных грунтов. Дисперсные природные грунты исследуемой территории не связные, осадочного типа, озерно-аллювиального подтипа, относятся к виду минеральных.

В результате анализа пространственной изменчивости частных значений, показателей физико-механических свойств грунтов, по литологическим признакам и в соответствии с положениями ГОСТ 20522-2012 и ГОСТ 25100-2020 в инженерно-геологическом разрезе выделено 1 слой и 8 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

ПРС – Почвенно-растительный слой solQIV;

ИГЭ – 316 – Супесь серая, песчанистая, текучая, IaQII-III;

ИГЭ – 327 – Супесь серая, пластичная, IaQIII-III;

ИГЭ – 4146 – Песок мелкий, серый, плотный, средней степени водонасыщения, IaQII-III;

ИГЭ – 4155 – Песок мелкий, желто-серый, средней плотности, малой степени водонасыщения, IaQII-III;

ИГЭ – 4256 – Песок средней крупности, желтый, средней плотности, средней степени водонасыщения, IaQII-III;

ИГЭ – 4446 – Песок пылеватый, серый, плотный, средней степени водонасыщения, IaQII-III;

ИГЭ – 4447 – Песок пылеватый, серый, плотный, водонасыщенный, IaQII-III;

ИГЭ – 4455 – Песок пылеватый, серый, средней плотности, малой степени водонасыщения, IaQIII-III.

Нормативную глубину сезонного промерзания при проектировании следует принять:

- супесей, песков мелких и пылеватых – 2,98.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
							6
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							



Нормативная глубина сезонного промерзания при проектировании на многолетнемерзлых грунтах определяется теплотехническим расчетом в соответствии с требованиями СП 25.13330.2020.

Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания – оттаивания, обладают свойствами морозного пучения.

### 1.3 Этапы строительства

Выделены следующие этапы строительства кустовой площадки:

**1 этап:**

Подъездная автодорога;

**2 этап:**

Отпаечная ВЛ-6 кВ с ТП-10/0,4 кВ устовой площадки №11 Известинского лицензионного участка;

**3 этап:**

Кустовая площадки №11 Известинского лицензионного участка (3 добывающие скважины);

**4 этап:**

Трубопровод от Кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка до точки врезки.

### 1.4 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

В данном проекте выполняется обустройство кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка и трубопроводов от кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка до точки врезки.

В состав кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка входят следующие технологическое оборудование и сооружения:

- скважина добывающая нефтяная (поз.1.1) – 1 шт.;
- передвижная измерительная установка (поз.2)– 1 шт.;
- скважина добывающая газовая (поз.1.2, 1.3) – 2 шт.;
- блок дозированной подачи метанола БДМ (поз.5.1, 5.2) – 2 шт.;
- места для хранения и эксплуатации оборудования бригад КРС (горизонтальная факельная установка (ГФУ) – 1 шт.; в том числе пульт управления ПУ – 1 шт. и блок регулирования топливного газа БРГТ – 1 шт.);
- нефтегазосборные сети внутри кустовой площадки;
- узел гребенок – 1 шт.

В состав внутрипромысловых трубопроводов кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка входят:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
							7
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Изм. № подл.							

– нефтесборный трубопровод от кустовой площадки №11 до точки врезки в нефтесборный коллектор Куст №11, Куст №12, Скв.724-Куст №8;

– газосборный трубопровод от кустовой площадки №11 до точки врезки газосборный коллектор.

Режим работы проектируемых сооружений – непрерывный, круглосуточный, 365 дней в году.

Расчетный срок эксплуатации проектируемых сооружений принят равным 20 лет.

В соответствии с исходными данными в проекте приняты следующие технологические параметры:

– скважина на нефть (пласт Ю1), с максимальными ожидаемыми параметрами по нефти 50 тонн/сут, обводненность 50%, ПНГ 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут.;

– скважина на газ и газовый конденсат (пласт БП9), с ожидаемым дебитом по газу 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по газовому конденсату 20 тонн/сут, обводненность 30%;

– скважина на газ и газовый конденсат (пласт БП10/0), с ожидаемым дебитом по газу 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по газовому конденсату 20 т/сут, обводненность 30%.

– расчетное давление нефтяных скважин – 10,0 МПа;

– расчетное давление газовых скважин – 16,0 МПа;

– температура на устье скважин – 15 °С.

Основные характеристики проектируемых трубопроводов от кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристики проектируемых трубопроводов от кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка

№	Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки	Протяженность, м	Расчетное давление**, МПа
1	нефтесборный трубопровод от кустовой площадки №11 до точки врезки в нефтесборный коллектор Куст №11, Куст №12, Скв.724-Куст №8	219х8	470	10,0
2	газосборный трубопровод от кустовой площадки №11 до точки врезки газосборный коллектор	219х14	468	16,0

\*\* Расчетное давление – давление, принимаемое при расчёте на прочность, выборе оборудования и величины испытательного давления, может отличаться от фактического рабочего давления в большую сторону.

Продукцией технологического процесса на кустовой площадке №11 Известинского лицензионного участка являются:

– сырая нефть, конденсат, направляемая на УПСВ Метельного месторождения;

– газ, газовый конденсат, направляемый на УПГиСГК Метельного месторождения;

Параметры продукции кустовой площадки №11 приведены в таблицах 1.3, 1.4, 1.5.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Таблица 1.3 – Свойства свободного газа, компонентный состав газа и конденсата, пласт БП9

Компоненты	Молярная масса, г/моль	Газ			Конденсат			Состав пластового газа		
		сепарации	дегазации	дебутизации	дебутизи- рованных	сырой				
		% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% масс.	% мол.	% масс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Метан CH <sub>4</sub>	16,04	88,25	38,90	9,150	0,000	20,910	5,300	84,899	64,761	
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	7,260	21,910	0,780	0,000	11,490	5,460	7,472	10,685	
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	3,220	23,930	17,480	0,050	13,610	9,480	3,740	7,842	
Изобутан i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	0,460	6,880	31,410	0,300	5,780	5,310	0,725	2,004	
Нормальный бутан n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	0,540	7,090	32,830	1,220	6,360	5,850	0,829	2,291	
Изопентан i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	0,110	0,890	6,700	4,480	2,750	3,140	0,238	0,817	
Нормальный пентан n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	0,060	0,340	1,610	6,530	2,970	3,390	0,205	0,703	
Гексаны C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,18	0,010	0,010	0,010	16,810	6,930	9,210	0,352	1,443	
Гептаны C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,20	0,000	0,000	0,000	33,470	13,800	20,940	0,686	3,269	
Октаны C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,23	0,000	0,000	0,000	14,570	6,030	10,200	0,300	1,630	
Нонаны C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128,26	0,000	0,000	0,000	11,480	4,730	9,050	0,235	1,433	
Деканы + вышекипящие C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> <sup>+</sup>	142,29	0,000	0,000	0,000	11,020	4,540	12,610	0,226	1,529	
Азот N <sub>2</sub>	28,02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Двуокись углерода CO <sub>2</sub>	44,01	0,080	0,150	0,040	0,000	0,080	0,060	0,760	1,591	
Окись углерода CO	28,01	-	-	-	-	-	-	-	-	
Гелий He	4,00	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,015	0,003	
Водород H <sub>2</sub>	2,02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	
Сероводород H <sub>2</sub> S	34,02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Меркаптаны RSH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего		100	100	100	100	100	100	100	100	
Молекулярная масса, кг/кмоль		18,51	32,41	52,76	104,00	63,27		20,73		
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>		0,7698	1,3463	2,1689				0,8623		
Плотность относительная (по воздуху)		0,6388	1,1402	1,8924				0,7156		
Коэффициент сверхсжимаемости газа, д. ед.		0,9974	0,9913	0,9763				-		
Вязкость газа, мПа*с		-	-	-				-		
Пентан + вышекипящие C <sub>5</sub> <sup>+</sup>		0,18	1,24	8,32	98,36	41,75	68,54	2,242	10,824	
Молекулярная масса, кг/кмоль		72,69	-	-	104,74	103,81		101,5		
Плотность, кг/м <sup>3</sup>					748,9	-		-		
Потенциальное содержание C <sub>5</sub> <sup>+</sup>		10,45	97,65	-				95,46		
Псевдокритическое давление, МПа		4,6	-	-				4,6		
Псевдокритическая температура, К		207,4	-	-				217,6		
Теплота сгорания газа, ккал/м <sup>3</sup>										
вышшая		10781	18089	29056				-		
низшая		9757	16578	26803				-		
Число Воббе, ккал/м <sup>3</sup>		12183	16578	19484				-		
Количество скважин		1								
Количество определений		1								
Взам. инв. №										
Подпись и дата										
Инв. № подл.										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					Лист
<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>										9

Таблица 1.4 – Свойства свободного газа, компонентный состав газа и конденсата, пласт БП10

Компоненты	Молярная масса, г/моль	Газ			Конденсат			Состав пластового газа		
		сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизованный	сырой				
		% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% масс.	% мол.	% масс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Метан CH <sub>4</sub>	16,04	93,11	36,00	7,470	0,000	14,790	3,280	89,008	69,990	
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	3,380	20,750	0,790	0,180	8,340	3,470	3,639	5,364	
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	2,310	31,160	26,640	0,680	14,760	9,000	2,958	6,394	
Изобутан i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	0,440	5,540	30,130	1,360	5,290	4,250	0,698	1,989	
Нормальный бутан n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	0,470	5,230	31,030	5,010	7,160	5,750	0,825	2,351	
Изопентан i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	0,120	0,860	3,150	5,160	3,310	3,300	0,286	1,012	
Нормальный пентан n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	0,070	0,350	0,740	8,460	4,650	4,640	0,305	1,079	
Гексаны C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,18	0,010	0,020	0,000	19,300	10,170	11,800	0,541	2,286	
Гептаны C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,20	0,000	0,000	0,000	28,910	15,220	20,190	0,798	3,920	
Октаны C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,23	0,000	0,000	0,000	8,720	4,590	6,790	0,241	1,350	
Нонаны C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128,26	0,000	0,000	0,000	7,940	4,180	6,990	0,219	1,377	
Деканы + вышекипящие C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> <sup>+</sup>	142,29	0,000	0,000	0,000	14,260	7,510	20,520	0,393	2,741	
Азот N <sub>2</sub>	28,02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Двуокись углерода CO <sub>2</sub>	44,01	0,070	0,090	0,040	0,000	0,040	0,020	0,067	0,145	
Окись углерода CO	28,01	-	-	-	-	-	-	-	-	
Гелий He	4,00	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,018	0,004	
Водород H <sub>2</sub>	2,02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,000	
Сероводород H <sub>2</sub> S	34,02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Меркаптаны RSH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего		100	100	100	100	100	100	100	100	
Молекулярная масса, кг/кмоль		17,68	32,94	51,56	105,00	72,35		20,54		
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>		0,7352	1,3691	2,134			0,8545			
Плотность относительная (по воздуху)		0,6101	1,1589	1,8434			0,7091			
Коэффициент сверхсжимаемости газа, д. ед.		0,997	0,9909	0,9769			-			
Вязкость газа, мПа*с		-	-	-			-			
Пентан + вышекипящие C <sub>5</sub> <sup>+</sup>		0,200	1,230	3,890	92,750	49,630	74,230	2,783	13,764	
Молекулярная масса, кг/кмоль		72,70	-	-	108,82	108,23		105,9		
Плотность, кг/м <sup>3</sup>					744	-		-		
Потенциальное содержание C <sub>5</sub> <sup>+</sup>		134,31	130,92	-			127,27			
Псевдокритическое давление, МПа		4,6	-	-			4,6			
Псевдокритическая температура, К		201,2	-	-			213,8			
Теплота сгорания газа, ккал/м <sup>3</sup>										
высшая		10351	18368	28345			-			
низшая		9355	16839	26141			-			
Число Воббе, ккал/м <sup>3</sup>		11957	15642	19254			-			
Количество скважин		1								
Количество определений		1								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP1.TЧ				Лист
										10



- добыча и транспортировка нефтегазовой эмульсии от устья добывающей скважины до точки подключения к нефтесборному коллектору;
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в передвижной измерительной установке;
- добыча и транспортировка газа от устьев добывающих скважин по линейному газопроводу до точки врезки в газосборный коллектор.

Принципиальная технологическая схема кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка приведена в графической части проекта (см. 03-246-K11-TP1.ГЧ л.1).

### 1.5.1 Описание схемы нефтесбора

Сбор продукции нефтяной скважины осуществляется по системе сбора, с надземной и подземной прокладкой трубопроводов в пределах площадки куста в соответствии с требованиями п.6.2.3.6 ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014.

Установка фонтанной арматуры полного заводского изготовления типа АФК6-65х35 К1 ХЛ1 с ЭЦН предусматривается по проекту бурения скважин и не рассматривается в данном проекте.

От добывающей скважины нефтегазовая эмульсия по трубопроводу DN100 поступает в передвижную измерительную установку и далее по проектируемому линейному трубопроводу DN200 в нефтесборный коллектор.

Для отключения куста на выходе из кустовой площадки, на трубопроводе нефтегазовой эмульсии Н1, предусмотрена запорная арматура с электроприводом DN200, данная арматура входит в комплекс ПА3. Трубопровод выходного коллектора проложен с уклоном в сторону движения продукта.

### 1.5.2 Описание схемы газосбора

Сбор продукции газоконденсатных скважин осуществляется по системе сбора с надземной и подземной прокладкой трубопроводов в пределах площадки куста в соответствии с требованиями п.6.2.3.6 ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014. Газ от добывающих скважин по внутриплощадочным трубопроводам DN100 поступает в коллектор DN200 и далее по линейному трубопроводу DN200 транспортируется в газосборный коллектор.

Установка фонтанной арматуры полного заводского изготовления предусматривается по проекту бурения скважин и не рассматривается в данном проекте.

Каждая скважина на кусте оборудуется внутрискважинным клапаном-отсекателем и клапаном-отсекателем с электромагнитным приводом, расположенном на трубопроводной обвязке скважин и в данном проекте не рассматривается.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.ТЧ</b>	Лист
										12
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для подключения передвижного агрегата с целью закачки задавочной жидкости в скважины предусматриваются задавочные трубопроводы, на которых установлены быстроразъемные соединения и отключающая арматура.

Для предупреждения возможного гидратообразования в трубопроводах и оборудовании предусмотрена подача метанола в фонтанную арматуру добывающих скважины. Ввод метанола осуществляется автоматически от блоков дозирования метанола (БДМ). Блок дозирования метанола позволяет дистанционно (автоматически) регулировать подачу метанола в диапазоне настроек. БДМ расположены у каждой добывающей скважины. Информация о работе скважин и газосборного трубопровода (давление, температура) автоматически поступает в операторную УПГиСГК Метельного месторождения, где определяется общее количество требуемого метанола на подачу в скважины.

Замер дебита скважин в рамках кустовой площадки №11 не предусматривается. Замер общего количества газа, поступающего с кустовых площадок, осуществляется на УПГиСГК Метельного месторождения.

Для отключения выкидных линий при производстве ремонтных работ на устье газоконденсатных скважин предусматривается отключающая арматура. При остановке скважин на ремонт, демонтаж устьевого арматуры и трубопроводов обвязки устья скважины производится после опорожнения выкидной линии. Для проведения ремонта и для предотвращения аварийных ситуаций устье скважин оборудуется трубопроводами для глушения и продувки. При заполнении затрубного пространства в скважине над пакером раствором задавочной жидкости по трубопроводу продувки вытесняется остаточная воздушная среда из затрубного пространства и направляется на факел. Факельная установка и продувочный трубопровод являются оборудованием бригад КРС и монтируются при необходимости. Оборудование КРС не входит в объем проектирования.

Горизонтальная факельная установка на период работ бригад КРС устанавливается в факельном амбаре в обваловании.

Для отключения кустовой площадки, в случае возникновения загазованности, пожара и превышения или понижения давления газа, на выходном трубопроводе ГС1 DN200, предусмотрена запорная арматура с электроприводом DN200 с дистанционным управлением, данная арматура входит в комплекс ПАЗ. Трубопровод выходного коллектора газа проложен с уклоном в сторону движения газа.

### 1.6 Компонентные решения

В проектной документации приняты компонентные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
							13
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

Расположение оборудования выполнено с соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм и правил, что обеспечивает возможность его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта, безопасную работу обслуживающего персонала.

Для выполнения монтажа, эксплуатации и ремонтных работ технологического оборудования и других устройств, установленных на открытых площадках, применяются автомобильные краны, и транспортные средства соответствующей грузоподъемности по доставке снятого оборудования на существующие ремонтные предприятия. Эксплуатационные службы оснащены необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалом, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем технической оснащенности. При монтаже, эксплуатации и ремонте устанавливаемого оборудования необходимо строго придерживаться руководств по эксплуатации и технической документации заводоизготовителей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>							14
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



## 2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основными ресурсами, требуемыми для технологических нужд проектируемого объекта, являются:

- метанол технический марки «Б» или «А»;
- электричество;
- вода техническая;
- пар.

Для разрушения гидратов и предотвращения гидратообразования производится дозированная подача ингибитора. В качестве ингибитора гидратообразования используется метанол технический марки «Б» или «А».

Характеристики реагентов представлены ниже в таблице 2.1.

Таблица 2.1– Характеристика реагентов

Марка реагента	Кинематическая вязкость, сСт (мм2/сек)	Плотность, кг/ м <sup>3</sup>	Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Марка и кол.растворителя, %	Класс опасности
Метанол марки «А» или «Б» по ГОСТ 2 222-95 "Метанол технический"	0,597	791-792	8	минус 97,8	-	3

Сведения о потребности проектируемого объекта в электроэнергии, описание схемы электроснабжения и источников питания приведены в томе 5.1.

Вода в технических целях используется при гидроиспытаниях и промывке оборудования.

Пар используется на период ремонтных работ для пропарки оборудования. Пропарка емкости осуществляется от передвижной парогенераторной установки ППУА-1600/100, которую необходимо располагать на расстоянии не менее 20 м от емкости. Давление пара при пропарке не должно превышать 0,6 МПа, температура – не выше 170 °С. Подключение установки ППУ производится при помощи съёмных участков трубопроводов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон съёмного участка. После пропарки эти участки трубопроводов и шланги должны быть сняты.

### 2.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

На площадке куста скважин №11 Известинского лицензионного участка предусмотрены следующие приборы для учета:

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
									15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>			

– нефти: в составе передвижной измерительной установки.

Приборы учета электроэнергии описаны в томе 5.1. Сбор и передача данных от приборов учета описаны в томе 6.2.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

### 3 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем кустовой площадки №11 является продукция нефтяных и газоконденсатных скважин Известинского лицензионного участка.

Для обеспечения нормальной эксплуатации системы газосбора на кустовой площадке применяется ингибитор гидратообразования – метанол с дозированной подачей от БДМ в фонтанную арматуру и в трубопровод газа на выходе из скважины.

Поступление реагента на место эксплуатации проектируемого объекта осуществляется по регулярным автодорогам по заявкам Заказчика от специализированных предприятий поставщиков. Заказчиком подтверждена возможность беспрепятственного круглогодичного автомобильного сообщения с площадкой куста для пополнения запаса реагентов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

#### 4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

В данном проекте к качеству продукции скважин требований не предъявляется.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## 5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Оборудование выбрано в соответствии с технологическим процессом, обеспечивающим добычу продукции скважин. Материальное исполнение оборудования выбрано с учетом физико-химических свойств и рабочих параметров среды (давление, температура), а также климатических условий района эксплуатации.

Оборудование принято разработки российских заводов-изготовителей и согласовано с Заказчиком.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на опасном производственном объекте (ОПО), проводится на соответствие требованиям Технических Регламентов Таможенного союза: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013, Приказ 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

### 5.1 Внутрипромысловые трубопроводы от Кустовой площадки № 11 Известинского лицензионного участка до точки врезки

#### 5.1.1 Назначение трубопроводов

В данной проектной документации предусматривается строительство внутрипромысловых трубопроводов Кустовой площадки № 11 Известинского лицензионного участка:

- нефтесборный трубопровод от кустовой площадки №11 до точки врезки в нефтесборный коллектор Куст №11, Куст №12, Скв.724-Куст №8;
- газосборный трубопровод от кустовой площадки №11 до точки врезки газосборный коллектор.

Проектируемые трубопроводы предназначены для транспортировки продукции от куста скважин до точки врезки.

Исходные данные по проектируемым трубопроводам, протяженности и характеристикам трасс проектируемых трубопроводов приведена в таблице 1.1 и на схеме в графической части (03-198-K8-TP1.ГЧ л.4).

#### 5.1.2 Сведения о категории и классе линейного объекта

Необходимый уровень конструктивной надежности линейных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначения и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на них нагрузки.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-246-K11-TP1.ТЧ</b>						19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.2, п.7.1.1 и табл. 3), в зависимости от назначения и условий работы, проектируемые трубопроводы относятся: газосборный трубопровод ко III классу для трубопроводов при рабочем давлении 10,0 Мпа включительно, к нормальной (Н1) категории, нефтесборный трубопровод ко II классу для трубопроводов номинальным диаметром свыше DN150 до DN300 включительно, к нормальной (Н1) категории.

Категория участков трубопровода – средняя (С), принята согласно ГОСТ Р 55990-2014 таблица 4.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 1) категория транспортируемого продукта трубопроводов – 7.

Категория каждого конкретного участка трубопроводов принимается в соответствии с (табл. 4) ГОСТ Р 55990-2014 на стадии разработки рабочих чертежей и приведены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 - Категории участков трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Категория участков трубопровода
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	С
Внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	С
Пересечение с коммуникациями (газопроводом) в пределах 20 м по обе стороны	С

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.7) при чередовании по трассе трубопроводов участков различных категорий протяженностью до 300 м допускает принимать более высокую категорию из них на всем участке чередования.

### 5.1.3 Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость

Экономическая эффективность строительства и эксплуатации промышленных трубопроводных систем зависит от объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат на их содержание и ремонт. Выбор материалов, изделий и технических решений производится из условия обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, экономической эффективности, технологичности строительства.

Наиболее эффективным способом обеспечения надежности и экологической безопасности является применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, имеющих улучшенные технические характеристики и труб с внутренним антикоррозионным покрытием.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Учитывая ответственность трубопроводов, в соответствии с заданием на проектирование Заказчика, в проектной документации приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С по ГОСТ 8731-74/ГОСТ 8732-78, классом прочности К48, с дополнительными требованиями по ударной вязкости на образцах Менаже (КСУ) не менее 3,5 кгсм/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °С, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа (ПЭПк-3) по ТУ 24.20.13-014-64834369-2018 для подземной прокладки, трубы стальные бесшовные повышенной эксплуатационной надежности из стали 09Г2С по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, классом прочности К48, с отношением предела текучести к пределу прочности не более 0,75, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16 % и ударной вязкостью не ниже КСУ = 30 Дж/см<sup>2</sup> при температуре минус 60 °С для надземной прокладки (на узлах запорной арматуры).

Трубы для вытяжных свечей, соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб из стали 09Г2С.

Для защитных футляров приняты трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80 из стали 09Г2С группы В.

При выборе труб учитывались климатические характеристики района строительства, принятые согласно СП 131.13330.2020 и материалов строительства, а именно, минимальная температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет **минус 49 °С**. Значение ударной вязкости на стальных трубах, гарантированное заводом–изготовителем, для климатических условий данного месторождения соответствует требованиям нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014 п.14.1.7).

Техническая характеристика проектируемых стальных труб приведена выше в таблице 5.1.3.1.

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55990-2014 (п.14.1) по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 необходимая надежность трубопроводов обеспечивается:

- проведением строгого контроля качества поступающих для обустройства материалов, арматуры и оборудования;
- применением труб из сталей улучшенных технических характеристик и повышенной коррозионной стойкости с толщинами стенок, превышающими расчетные;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;
- выбором оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- установкой отсекающей арматуры на врезках;
- соблюдение безопасных расстояний от существующих сооружений;
- повышение категории опасных участков трубопроводов;
- проведение испытаний и предпусковой диагностики трубопроводов.

Прочностные характеристики указанных деталей, аналогичны соответствующим характеристикам стали основной трубы.

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100% контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с требованием ГОСТ Р 55990-2014 (п.12) из условия фиксации трубопроводов (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 10 °С.

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблицах 5.1.3.1 - 5.1.3.4.

### 5.1.3.1 Расчёт трубопроводов на прочность

Расчетная толщина стенки стального промышленного трубопровода (расчёт на прочность) определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.2), как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений предела текучести и предела прочности, соответственно

$$t_d = \max \{t_u; t_y\} \quad (5.1.3.1)$$

Толщина стенки, определяемая по пределу прочности,  $t_u$ , мм, вычисляется по формуле

$$t_u = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u} \quad (5.1.3.2)$$

Толщина стенки, определяемая по пределу текучести,  $t_y$ , мм, вычисляется по формуле

$$t_y = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y} \quad (5.1.3.3)$$

где  $p$  – рабочее давление, МПа;

$y_{fp}$  — коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.11);

$D_n$  — наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_u$  — расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

$R_y$  — расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетное сопротивление материала труб по прочности определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.5), по формуле

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
										22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



$$R_u = \frac{y_{du}}{y_{mu} \cdot y_n} \sigma_u \quad (5.1.3.4)$$

где  $y_{du}$  — коэффициент условий работы трубопровода при расчете по прочности, принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.13);

$y_{mu}$  — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.12);

$\sigma_u$  — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

$y_n$  — коэффициент надежности по ответственности трубопровода принимается 1,10, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.6).

Расчетное сопротивление материала труб по текучести определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.5), по формуле

$$R_y = \frac{y_{dy}}{y_{my} \cdot y_n} \sigma_y \quad (5.1.3.5)$$

где  $y_{dy}$  — коэффициент условий работы трубопровода при расчете по текучести, принимается по ГОСТ Р 55990-2014 (табл.13);

$y_{my}$  — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести, принимается 1,15 согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.9);

$\sigma_y$  — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел текучести, МПа.

Выбор труб производился с учетом задания на проектирование, технических условий Заказчика и номенклатуры заводов-изготовителей.

Механические характеристики материала, используемых в проектной документации труб приведены в таблице 5.1.3.1.

Таблица 5.1.3.1 - Механические характеристики металла труб

Марка стали	Конструкция трубы	$\sigma_u$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	$\sigma_y$ , МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	Ударная вязкость (КСУ), кгс•м/см <sup>2</sup> (t= минус 60°С)	Относительное удлинение, %
09Г2С (К48)	Стальная бесшовные	470 (48)	265 (27)	3,5	не менее 21

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки трубопроводов приведены в таблице 5.1.3.2.

Таблица 5.1.3.2 - Результаты расчета толщины стенки трубопроводов

Взам. инв. №						Лист
Подпись и дата						23
Инв. № подл.						03-246-К11-ТР1.ТЧ
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	

$D_n$ , мм	$p$ , МПа	$y_{mi}$	$y_{di}$	$y_{dy}$	$y_{fp}$	$R_u$ , МПа	$R_y$ , МПа	$t_d$ , мм	$t_u$ , мм	$t_y$ , мм	$t_{прин}$ , мм	Минимальный радиус упругого изгиба расчетный, м	Минимальный радиус упругого изгиба принятый, м
219	10,0	1,4	0,767	0,767	1,15	234,1	160,7	7,83	5,37	7,83	8,0	200	200
219	16,0	1,4	0,767	0,767	1,15	234,1	160,7	12,5	8,6	12,5	14,0	200	200

$t_{min}$  — минимально допустимая толщина стенки согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.2.1.2), не менее  $1/100D_n$ , но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром до DN 200 включительно.

По результатам расчета для трубопроводов необходимо принять минимальную толщину стенки ( $t_{min}$ ) равной 3 мм. Однако для данного трубопровода принимается увеличенная толщина стенки исходя из номенклатуры заводов-изготовителей и пожеланий Заказчика, также это способствует увеличению срока службы трубопроводов.

### 5.1.3.2 Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов

Расчет срока эксплуатации трубопроводов в проектной документации выполнен с учетом повышенной толщины стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии трубной стали и с учетом срока службы антикоррозионного покрытия.

Оценка общей (средней) скорости коррозии произведена по РД 39-0147103-362-86.

Согласно РД 39-0147103-362-86 (табл.5), перекачиваемый продукт по степени агрессивного воздействия относится к среднеагрессивным средам.

Скорость коррозии металла для среднеагрессивной среды принимается не более 0,1 мм/год.

При условии выполнения всех принятых в проектной документации решений максимально возможный (расчетный) срок службы трубопровода  $T$  с учетом отбраковочной толщины, скорости коррозии трубной стали, вычисляют по формуле:

$$T = \frac{\delta_{нач} - \delta_{отбр}}{a_k} + 10 \quad (5.1.3.6)$$

где  $\delta_{нач}$  — начальная толщина стенки, мм;

$\delta_{отбр}$  — отбраковочная толщина стенки, мм;

$a_k$  — скорость коррозии трубной стали по техническим условиям или государственным стандартам трубопрокатных заводов или по результатам диагностики аналогичных объектов, мм/год.

В качестве отбраковочной толщины стенки труб назначается большая из полученных по формулам:

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

$$\delta_{1отб} = \frac{\alpha n P D_H}{2(R_1 + nP)} \quad (5.1.3.7)$$

$$\delta_{2отб} = \frac{\alpha n P D_H}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \quad (5.1.3.8)$$

где  $\delta_{отб}$  — толщина стенки трубы или детали трубопровода, мм, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

$P$  — рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$D_H$  — наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

$n$  — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

$\alpha$  — коэффициент несущей способности, для труб  $\alpha = 1$ ;

$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$  — расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, МПа, где:

$R_1^H$  — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по государственным стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб, МПа;

$m_1$  — коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

$m_2$  — коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов — 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей — 0,75; для инертных жидкостей — 0,9;

$m_3$  — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1;

$k_1$  — коэффициент однородности материала труб: для бесшовных из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали  $k_1 = 0,8$ , для сварных труб из углеродистой и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали  $k_1 = 0,85$ ;

$R_2^H$  — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по государственным стандартам или техническим условиям на соответствующие трубы, МПа.

Результаты расчета отбраковочной толщины стенки приведены в таблице 5.1.3.3

Таблица 5.1.3.3 - Результаты расчета отбраковочной толщины стенки трубопроводов

$D_H$ , мм	$P$ , МПа	$n$	$R_1$ , МПа	$\delta_{1отб}$ , мм	$\delta_{2отб}$ , мм	$\delta_{отбр}$ расч, мм
219	10,0	1,2	180,48	6,8	5,4	6,8

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
						Лист
						25

$D_n$ , мм	$P$ , МПа	$n$	$R_1$ , МПа	$\delta_{1отб}$ , мм	$\delta_{2отб}$ , мм	$\delta_{отбр\ расч}$ , мм
219	16,0	1,2	180,48	10,5	8,5	10,5

Результаты расчета срока службы трубопроводов приведены в таблице 5.1.3.4.

Таблица 5.1.3.4 - Расчетный срок службы трубопроводов

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм		Скорость коррозии, (мм/год)	Расчетный срок службы (Т), лет
	Отбраковочная по Приказу № 534 ( $\delta_{отбр}$ )	Принятая толщина стенки ( $\delta_{нач}$ )		
219	6,8	8,0	0,1	не менее 20 лет
219	10,5	14,0	0,1	не менее 20 лет

На основании анализа результатов расчета в проектной документации принят назначенный срок службы – не менее 20 лет.

По достижении гарантированного срока службы дальнейшая эксплуатация устройств, оборудования и сооружений без проведения экспертизы промышленной безопасности и установления срока дальнейшей безопасной эксплуатации объекта не допускается.

Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до окончания нормативного (расчетного) срока эксплуатации.

В процессе проведения экспертизы промышленной безопасности трубопроводы подлежат техническому диагностированию, по результатам которого определяется состояние трубопроводов, фактическая скорость коррозии металла труб, оборудования и изоляции.

#### 5.1.4 Основные технические решения промысловых трубопроводов

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводной системы.

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.					Лист	
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>					26
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г № 534.

Выбор трассы и размещение объектов ВПТ производится на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, распределения близлежащих мест заселения, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность ВПТ. При выборе трасс учитывался количественный анализ риска аварии по всей протяжённости трубопроводов (риск возникновения аварии в любой точке трубопровода будет идентичен).

Строительство трубопроводов осуществляется в две нитки (одна нитка газосборного трубопровода, одна нефтесборного). Прокладка трубопроводов предусмотрена подземным способом. Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 6, 7), ПУЭ (изд. 7) (табл. 2.5.39). Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Расстояние между осями проектируемых трубопроводов составляет не менее 1,5 м для трубопроводов диаметром до 300 мм включительно, в соответствии с требованиями п. 8.7 ГОСТ Р 55990-2014.

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями составляет:

- не менее 10 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ до 20 кВ;
- не менее 15 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ до 35 кВ;
- не менее 15 м от автодороги (от подошвы насыпи земляного полотна) по категории газосборного трубопровода, не менее 10 м по классу нефтесборного трубопровода в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 55990-2014;

- не менее 100 м от ближайшего населенного пункта.

Расчет размеров земельных участков для размещения линейных объектов представлен в разделе «Проект полосы отвода».

Проектируемые трубопроводы пересекает опасные участки:

- подземные коммуникации, приведены в подразделе 5.1.5.2;
- автомобильные дороги, приведены в подразделе 5.1.5.4;
- воздушные линии электропередач, приведены в подразделе 5.1.5.3;
- пересечение с водными преградами отсутствуют;

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

							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
								27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

- узлы запорной арматуры по трассе проектируемого трубопровода, приведены в графической части тома и п.5.1.6.

Согласно Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматриваются дополнительные мероприятия, направленные на снижение риска аварий, а именно:

- для подземных коммуникаций – категория участка пересечения С по 20 м от пересечения, угол пересечения не менее 60 °, испытание проектируемого трубопровода в два этапа, контроль сварных стыков 100 % радиографическим методом;

- для воздушных линий электропередач – категория участка пересечения С по 1000 м от пересечения, контроль сварных стыков 100 % радиографическим методом;

- для автомобильных дорог – категория участка пересечения С по 25 м от подошвы автодороги, прокладка осуществляется в защитном футляре, испытание проектируемого трубопровода в два этапа, контроль сварных стыков 100 % радиографическим методом;

- для узлов запорной арматуры – категория участка пересечения С по 250 м от ограждения узла, испытание проектируемого трубопровода в два этапа, контроль сварных стыков 100 % радиографическим методом.

Технические решения согласно ГОСТ Р 55990-2014 направленные на снижение риска аварий и надежности переходов через опасные участки приведены в п.5.1.5.

В процессе производства монтажных работ выполняется послеоперационный контроль качества сборки и сварки трубопровода. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

Соединение труб между собой и труб с соединительными деталями выполняется сваркой.

Сварку и контроль сварных стыков стальных труб необходимо производить согласно требованиям ВСН 005-88 и ВСН 006-89, технических требований на трубы.

Сварные соединения трубопровода, сварка которых осуществляется на трассе по месту, должны быть подвергнуты предварительному подогреву и специальной термической обработке в соответствии с ВСН 006-89, ВСН 005-88 и РД 39-48124013-002-03.

Согласно «Правил охраны магистральных трубопроводов» (п.4.1), для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемого трубопровода установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов вдоль подводных переходов, устанавливается охранная зона (п. 4.1 «Правила охраны магистральных трубопроводов») в виде участка водного пространства от водной

Взам. инв. №							03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
	Подпись и дата							28
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата

поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

В охранной зоне трубопровода должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.13) и требований заказчика для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода трасса местности обозначается постоянными опознавательными знаками высотой 1,5-2 м. Опознавательные знаки необходимо установить:

- на всех углах поворота;
- на переходах через искусственные препятствия (пересечения с коммуникациями, автомобильными дорогами, реками);
- на прямолинейных участках в пределах видимости, на углах поворота, пересечениях с естественными и искусственными преградами;
- по трассе не реже, чем через 500 м.

На опознавательном знаке указывается:

- назначение трубопровода;
- диаметр;
- километр и ПК трассы;
- охранный зона;
- владелец трубопровода;
- номер телефона эксплуатирующей организации.

Сведения о объемах отходов и перечне мер по предотвращению аварийных выбросов приведены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

#### 5.1.4.1 Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Аттестация состояния и параметров трубопроводов осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля, и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										29
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую приборную диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (на участках пересечений с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. В случае выявления дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др.

При ином приборном (наружном) диагностировании технического состояния трубопроводов может использоваться ультразвуковая измерительная установка серии «Сканер» – модель «Скаруч», ультразвуковой толщиномер УТ-93П, магнитопорошковый дефектоскоп МД-4К, ультразвуковой дефектоскоп УД-2-12 и т.д.

Трубопроводы также должны подвергаться кроме указанных требований контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Сроки проведения ревизии трубопроводов устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов необходимо производить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

## 5.1.5 Конструктивные решения

### 5.1.5.1 Основные решения по прокладке

Все строительно-монтажные производятся в соответствии с требованиями нормативных документов СП 45.13330.2017, ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 006-89, СП 86.13330.2014.

Способ прокладки трубопроводов приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Монтаж необходимо производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Способ прокладки трубопроводов – подземный.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							03-246-K11-TP1.TЧ
Инв. № подл.							Лист
							30



Исходя из условий защиты трубопроводов от механических повреждений, а также руководствуясь положением ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.1), глубина заложения трубопроводов до верхней образующей трубы принимается:

- на минеральных грунтах – не менее 0,8 м;

При подземной прокладке трубопроводов разработка траншеи на суходоле ведется одноковшовым экскаватором, засыпка – бульдозером. Укладка осуществляется с вдольтрассового проезда.

К моменту укладки трубопровода дно траншеи должно быть очищено от веток и корней деревьев, камней, мерзлых комков, льда и других предметов, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено.

При строительстве трубопровода в зимний период времени и устройстве траншеи при промерзании грунта на всю глубину разработки целесообразно использовать предварительное рыхление грунтов тракторными рыхлителями.

При засыпке траншей мерзлым грунтом (если строительство выполняется в зимнее время) для предохранения покрытия трубопровода первоначально выполняется засыпка размельченным грунтом на высоту 0,2 - 0,3 м из отвала, после чего производится остальная засыпка с устройством грунтового валика, с учетом последующей его осадки при оттаивании.

Конкретно по каждому участку трасс способ прокладки необходимо уточнять на стадии разработки рабочей документации после выполнения полевых инженерно-геологических изысканий для строительства.

Минимальная ширина и глубина траншей при подземном способе прокладки принимается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.5).

При засыпке траншей необходимо обеспечить:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи.

Фиксацию проектируемых трубопроводов (ликвидацию захлестов) следует производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 10 °С.

В соответствии с проведенными расчетами на прочность и общую устойчивость уложенного в траншеи трубопровода, криволинейные очертания их в вертикальной и горизонтальной плоскостях, достигаются укладкой сваренных плетей труб по кривым с радиусами в пределах упругой деформации или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов  $R=1,5D$ .

Значение допустимых радиусов упругого изгиба для трубопроводов приведено в таблице 5.1.3.2.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										31
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Строительная часть проектируемых трубопроводов приведена в разделе «Конструктивные и объемно–планировочные решения».

Проектируемые трубопроводы по трассе пересекают существующие коммуникации Комсомольского ГП ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Прокладка проектируемых трубопроводов при пересечении с коммуникациями осуществляется в соответствии с ТУ №04/277 на проектирование и строительство по письму №199/23 от 01.08.2023 г. от ООО «Газпром добыча Ноябрьск» к ООО «СКБ НТМ».

Описание технических решений при пересечении проектируемых трубопроводов с коммуникациями приведено в п.п. 5.1.5.1...5.1.5.5.

### 5.1.5.2 Прокладка трубопровода при пересечении с коммуникациями

Проектируемые трубопроводы пересекают существующий трубопровод.

Ведомость пересечений трубопроводов с коммуникациями представлена в отчете по инженерным изысканиям выполненных ООО СКБ НТМ и в таблице 5.1.5.2.1.

При прокладке трубопроводов ниже пересекаемых коммуникаций укладка предусматривается в защитном футляре с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации. На концах защитных футляров газопровода устанавливаются вытяжные свечи DN 50, высотой не менее 5 м.

При пересечении существующего газопровода проектируемые трубопроводы прокладываются с обеспечением расстояния в свету между трубами не менее 350 мм в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.9), ТУ 04/277 от 17.08.2023 п.1.1.1. Пересечения с действующим трубопроводом выполняется под углом 90°.

В месте пересечения проектируемых трубопроводов с существующим газопроводом предусмотрено защитное покрытие трубопроводов усиленного типа, включая по 50 м в обе стороны от места пересечения.

Заглубление проектных трубопроводов под существующими коммуникациями выполняется укладкой труб в спроектированную траншею по кривым с радиусами в пределах упругой деформации без применения стандартных отводов, профиль прокладки самокомпенсирующийся.

Для проезда строительной техники через трубопроводы на момент строительства устраиваются переезды, конструкция переезда приведена на рисунке 5.1.5.2.2.

Согласно требований СП 45.13330.2017 (п. 6.1.21), РД 102-011-89 (п. 8.2.2.1) при пересечении проектируемых трубопроводов с действующими коммуникациями, не защищенными от механических повреждений, разработка грунта землеройными машинами разрешается на следующих минимальных расстояниях: - 2 м от боковой поверхности и 1 м над верхом коммуникаций с предварительным их обнаружением с точностью до 0,5 м.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР1.ТЧ	
						32	

Переезд представляет собой насыпь из уплотненного грунта шириной 6 м со сплошным настилом из бревен диаметром 18 - 20 см, скрепленных между собой. По краям настила устанавливаются ограничительные брусья. Поверх настила отсыпается слой минерального грунта не менее 20 см. Расстояние в свету от настила до верхней образующей пересекаемого трубопровода должно быть не менее 1,4 м.

По трассам проектируемых трубопроводов на переходах через существующие коммуникации устанавливаются аншлаги размером 500x1000, запрещающие остановку транспорта и определяющие охранные зоны трубопроводов. Оформление аншлагов выполняется согласно требованиям ГОСТ 12.4.026-2015.

При пересечении с подземными коммуникациями производство строительно-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и в присутствии ее представителя.

Конструкция защитного футляра приведена на рисунке 5.1.5.2.1.

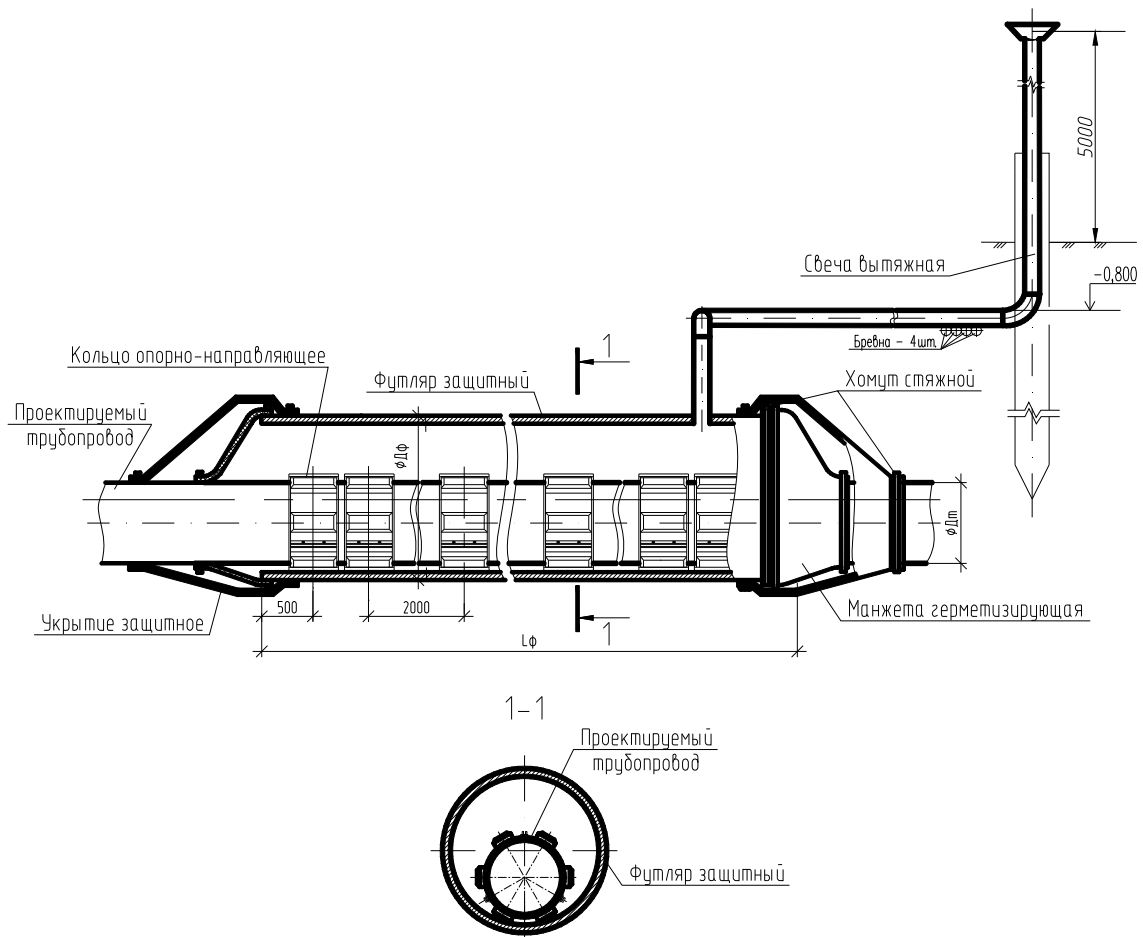


Рисунок 5.1.5.2.1- Конструкция защитного футляра

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

03-246-K11-TP1.TЧ

Лист
33

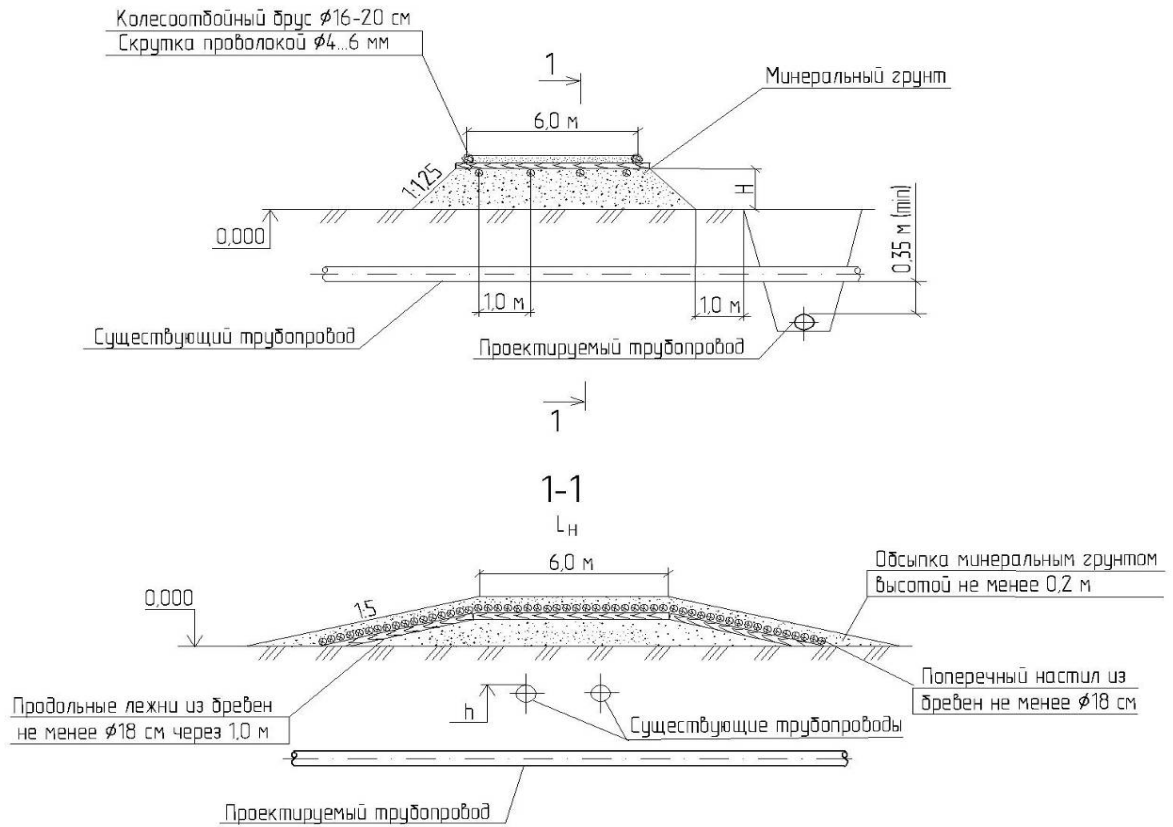


Рисунок 5.1.5.2.2- Схема проезда через коммуникации

Таблица 5.1.5.2.1 - Ведомость пересечений с коммуникациями

№№ пересечения	ПК	Наименование	Угол пересечения, °	Диаметр	Материал	Глубина	Отметка поверхности земли, м	Собственник
<b>Трасса газосборного трубопровода</b>								
1	3+68,57	Газопровод Комсомольский ГП	90	500	сталь	0,80	78,55	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
<b>Трасса нефтесборного трубопровода</b>								
1	3+33,46	Газопровод Комсомольский ГП	90	500	сталь	0,80	78,56	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

### 5.1.5.3 Пересечения с воздушными линиями электропередач

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие линии электропередач – ВЛ 6 кВ, ВЛ 35кВ.

Ведомость пересечений трубопроводов с линиями электропередач в отчете по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ООО СКБ НТМ и в таблице 5.15.3.1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>	Лист
							34

Пересечения с линиями электропередач выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ (п.2.5.279...2.5.290).

Расстояние по горизонтали от заземлителя или подземной части (фундамента) опоры существующей ВЛ до проектируемых трубопроводов в соответствии с требованиями табл. 2.5.40 ПУЭ. Расстояние по вертикали от провода существующей ВЛ до любой части насыпи проектируемых трубопроводов не менее 6 метров.

Охранная зона электрических сетей для линий напряжением:

- 6 кВ составляет 10 м от крайнего провода в обе стороны;

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

Работы в охранной зоне ВЛ с применением машин и механизмов производить с оформлением наряда-допуска после получения письменного разрешения эксплуатирующих организаций. Приближение любой части машин и механизмов к ближайшим проводам должно быть не менее 2 м.

В пределах охранной зоны ВЛ предусматриваются плакаты, указывающие месторасположение и глубина заложения трубопровода, адрес эксплуатирующей организации.

Таблица 5.1.5.3.1 - Ведомость пересечений с воздушными линиями электропередач

№№ пересечения	ПК	Наименование	Отметка земли в месте пересечения, м	Высота трубы/подвески провода, м	Высота опоры (макс), тип	Собственник
<b>Трасса газосборного трубопровода</b>						
1	3+52.4 7	ВЛ 6кВ, 3пр	76,81	+7,7	9,3, ж/б	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
2	4+19.8 5	ВЛ 35кВ, 3пр	76,36	+9,3	13,5, ж/б	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
<b>Трасса нефтесборного трубопровода</b>						
1	3+52.3 0	ВЛ 6кВ, 3пр	76,81	+7,7	9,3, ж/б	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
2	4+19.9 6	ВЛ 35кВ, 3пр	76,35	+9,3	13,5, ж/б	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

**5.1.5.4 Переходы трубопровода через автомобильные дороги**

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.					<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

Проектируемые трубопроводы пересекают автомобильные дороги существующую и проектируемую.

Ведомость пересечений трубопроводов с автомобильными дорогами представлена в отчете по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ООО СКБ НТМ и в таблице 5.1.5.4.1.

Пересечение проектируемыми трубопроводами автодорог предусмотрено в местах прохождения дорог в насыпи. Угол пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами 90° в соответствии с требованиями п. 10.3.2 ГОСТ Р 55990-2014, п. 1.2.1.1 ТУ 04/277 от 17.08.2023г.

Прокладка проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги осуществляется в защитном футляре из стальных труб диаметром не менее, чем на 200 мм больше наружного диаметра проектируемого трубопровода, с установкой на трубопровод опорно-направляющих колец (спейсеров) и герметизацией концов кожуха манжетой, в соответствии с требованиями п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990 и п.1.2.1.3 ТУ 04/277 от 17.08.2023г. Толщина стенки трубы футляра принята не менее 1/70 DN, но не менее 10 мм.

Согласно требованиям п.10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014 концы футляров переходов газопроводов через дороги выводятся на 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи, концы футляров переходов нефтепроводов через дороги выводятся на 5 м от бровки земляного полотна.

На конце защитных футляров газопроводов устанавливаются вытяжные свечи DN 50, высотой не менее 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна согласно п.10.3.8 ГОСТ Р 55990-2014.

Глубина заложения трубопроводов от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра в соответствии с требованием п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014, п. 1.2.15 ТУ 04/277 от 17.08.2023 г принята не менее 1,4 м, в выемках и на нулевых отметках не менее 0,5 м от дна кювета. Способ прокладки трубопроводов при пересечении с существующей автодорогой – открытого типа.

Для дорог с не усовершенствованным типом покрытия устройство траншеи предусмотрено открытым способом с устройством объезда на период строительства с последующим восстановлением земляного полотна.

Схема перехода через автомобильные дороги с грунтовым и щебеночным (переходного типа) приведена на рисунке 5.1.5.4.1.

Конструкция перехода в футляре приведена на рисунке 5.1.5.4.1.

Конструкция изоляционного покрытия защитных футляров приведена в разделе «Изоляция трубопроводов».

После установки футляров в проектное положение проверяется герметичность межтрубного пространства сжатым воздухом давлением 0,01 МПа через установленный на конце футляра временный патрубок.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>	Лист
							36



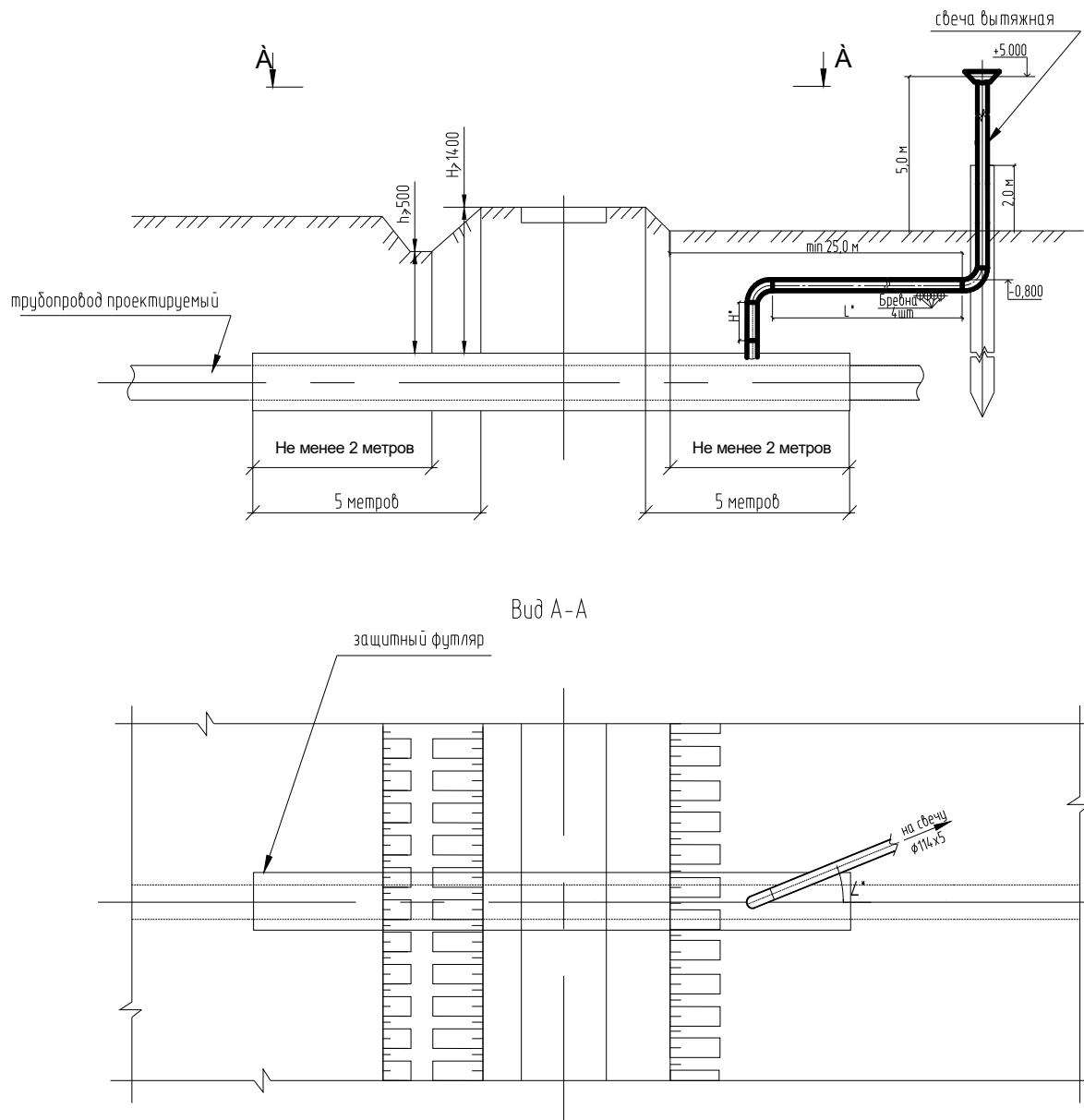


Рисунок 5.1.5.4.1 - Схема перехода трубопровода через автомобильные дороги

### 5.1.5.5 Переходы через водные преграды

Пересечения проектируемых трубопроводов с водными преградами отсутствуют.

### 5.1.6 Запорная арматура

Для удобства обслуживания и ремонта, оперативного и безопасного отключения отдельных участков трубопроводов, для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, проектной документацией предусмотрена установка отключающей линейной запорной арматуры.

Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.2.1, п.9.2.2).

Взам. инв. №						
	Подпись и дата					
Инв. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						Лист
						38



Проектной документацией предусмотрена установка линейной запорной арматуры:

- ПКЗ+22,00;

- ПК4+70,00.

Место установки узлов запорной арматуры приведены в графической части тома.

В качестве запорной арматуры для проектируемых трубопроводов приняты:

Для газосборного трубопровода:

- Краны цельносварные шаровые:

• Давление PN 16,0МПа;

• Тип затвора – пробка в опорах;

• Тип конструкции проточной части корпуса – полнопроходной;

• Тип управления – ручной;

• Установочное положение задвижек на трубопроводе – по схеме (рукоятка вверх, рукоятка вниз, наклонное);

• Класс герметичности затвора – «А» по ГОСТ 9544-2015;

• Присоединение к трубопроводу – под приварку;

• Рабочая среда – попутный нефтяной газ;

• Климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-69.

Для нефтесборного трубопровода:

- Задвижка клиновая с упругим клином:

• с выдвижным шпинделем полнопроходная стальная;

• Давление PN 10,0МПа;

• Тип управления – ручной;

• фланцевая с ответными фланцами (тип 11, исп.Е-F) по ГОСТ 33259-2015;

• Класс герметичности затвора – «А» по ГОСТ 9544-2015;

• Присоединение к трубопроводу – под приварку;

• Рабочая среда – нефть;

• Климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-69.

Установка узлов запорной арматуры – надземная.

Для контроля давления в трубопроводах на узлах запорной арматуры, проектной документацией предусматривается установка манометров. Манометры применяются в условиях эксплуатации отрицательных температур (окружающая среда от минус 60 до плюс 60 °С).

Допустимый срок службы оборудования и арматуры рассчитывается и указывается заводом-изготовителем в технических условиях или в паспорте на данные изделия в зависимости от характеристики среды (нефть, газ, вода, агрессивная/неагрессивная среда по отношению к коррозии металла), параметров работы (давление, диаметр, температура) и климатического исполнения.

Взам. инв. №						Лист		
							39	
Подпись и дата						Лист		
							39	
Инв. № подл.						Лист		
							39	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР1.ТЧ	Лист

Срок службы по данным заводов-изготовителей для задвижек составляет 30 лет.

Принятая к применению трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, иметь заводскую маркировку, сертификаты соответствия государственным стандартам России и разрешения на применение в нефтяной и газовой промышленности.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на ОПО, проводится на соответствие требованиям ТР ТС 010/2011.

Таким образом, в проектной документации применены оборудование, трубы и трубопроводная арматура, которые разработаны специализированными организациями и изготовлены заводами, имеющими длительный опыт работы. Трубы, запорная арматура проходят заводское испытание и соответствуют требованиям Ростехнадзора по промышленной безопасности. Материалы технологического оборудования, трубопроводов и строительных конструкций приняты с учетом низких температур окружающего воздуха.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, используемые в производственных процессах нефтегазовой промышленности, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

В проектной документации используются технические устройства, оборудование, материалы и изделия, имеющие документы, подтверждающие их соответствие техническим регламентам "О безопасности машин и оборудования", "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением", "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", ст.7 ФЗ от 21.07.1997г. №116-ФЗ и ст.20 ФЗ от 27.12.2002г. № 184-ФЗ.

Технические устройства, оборудование, материалы и изделия, применяемые на опасных производственных объектах, впервые выпускаемые в обращение на территории Российской Федерации, подлежат обязательному подтверждению соответствия (согласно части 5 статьи 1, части 3, 4 статьи 8 технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011), части 2 статьи 1 технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), части 1 статьи 6 технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011), ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ).

В соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" частей 3, 4 статьи 8 машины и (или) оборудование, выпускаемое в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза подлежат обязательной сертификации или декларирования соответствия:

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
							40

- согласно перечню машин и оборудования, подлежащих обязательной сертификации,
- согласно перечню машин и оборудования, подлежащих декларированию настоящего технического регламента.

Заводы-изготовители технологического оборудования, труб, соединительных деталей трубопроводов, средств защиты трубопроводов от коррозии, применяемых в данной проектной документации, определяются на тендерной основе.

Сведения о сертификате соответствия или о декларации прилагаются к паспорту машины и (или) оборудования или входят в комплект сопроводительных документов.

Всё нефтепромысловое оборудование, устанавливаемое на опасном производственном объекте должно иметь декларации соответствия по схеме 5д требованиям ТР ТС 010/2011 и сертификатов на тип оборудования.

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземные участки узлов запорной арматуры (стояки отбора газа) и подземные вертикальные участки теплоизолируются. Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры должны быть съемными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 (п.5.20).

Конструктивное исполнение узлов запорной арматуры уточняется на стадии разработки рабочей документации. Арматура на газопроводе заземляется.

Конструкция теплоизоляционного покрытия приведена в разделе «Изоляция трубопроводов».

Подъезд к узлам запорной арматуры осуществляется по существующим круглогодичным автодорогам. Для беспрепятственного доступа персонала на узлы запорной арматуры предусматриваются съезды с существующих автодорог.

Для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию технологического объекта территория площадки УЗА имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок.

На ограждении узлов запорной арматуры устанавливаются информационные щиты со схемой узла запорной арматуры с указанием номера точки врезки и направлением продукта, а также знак «Огнеопасно» для газопровода.

### 5.1.7 Изоляция трубопроводов

Выбор способа защиты трубопроводов от почвенной коррозии выполнен в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ Р 55990-2014 (гл.15), ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										41
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В соответствии с требованиями указанных документов, а также ТУ изоляция трубопроводов в зависимости от конкретных условий прокладки должна быть нормального или усиленного типа. В проекте принята изоляция усиленного типа по всей протяженности трубопроводов.

Проектной документацией предусматривается защитных футляров от почвенной коррозии в трассовых (базовых) условиях подземной части трубопроводов и соединительных деталей полимерными лентами усиленного типа в соответствии с конструкцией № 15, п. 4.1, табл.1 ГОСТ Р 51164-98.

Конструкция пленочного изоляционного покрытия:

- праймер НК-50 по ТУ 5775-001-01297859-95 либо по ТУ с аналогичными характеристиками;
- лента полимерная «Полилен 40-ЛИ-63-450x170» по ТУ 2245-003-01297859-99, либо по ТУ с аналогичными характеристиками, в один слой;
- наружная обертка «Полилен-ОБ 40-ОБ-63» ТУ 2245-004-01297859-99, либо по ТУ с аналогичными характеристиками, в один слой.

Нанесение изоляции производится на сухую, предварительно очищенную, огрунтованную поверхность трубопровода. Степень очистки поверхности трубы должна быть не ниже 2.

Для предотвращения замерзания надземные участки теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012.

Состав теплоизоляции для труб:

- маты минераловатные прошивные М1-100-1000.500 толщиной 60 мм;
- покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная шириной от 0,71 до 1,80 м толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020.

Надземные участки труб диаметром 57 мм на узлах запорной арматуры теплоизолировать шнуром минераловатным в оплетке из ровинга ШМР 200-50-24 толщиной 50 мм.

До нанесения теплоизоляции на поверхность труб наносится:

- грунтовка ГФ-021 в один слой;
- эмаль ПФ-115 в два слоя.

Теплоизоляционный и покровный слой крепится с помощью саморезов.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

Подземные участки теплоизоляции для гидроизоляции покрываются оберткой «Полилен ОБ 40-ОБ-63» ТУ 2245-0041297859-99 в один слой

Контроль качества и сплошности изоляционного покрытия рекомендуется проводить в соответствии с (п.6.2) ГОСТ Р 51164-98, ВСН 012-88.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>	Лист
							42
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Изм. № подл.							

### 5.1.8 Электрохимзащита

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п.3.3 трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Электрохимзащита предназначена для предотвращения наружной коррозии трубопроводов.

Результаты оценки агрессивности грунтов по месторождениям показывают, что скорость наружной коррозии на трубопроводах составляет не более 0,1 мм в год. Данные аварийности трубопроводов на месторождениях по причине наружной коррозии показывают, что доля таких аварий от общего их числа составляет доли процента.

В соответствии с (п.15.1.1) ГОСТ Р 55990-2014, (п.3.7) ГОСТ Р 51164-98 и данными отчета по материалам изысканий по агрессивности грунтов для защиты от наружной коррозии промышленных трубопроводов необходимо и достаточно применять защитные полимерные покрытия нормального или усиленного типа по ГОСТ Р 51164 98.

Учитывая гарантированный заводом срок эксплуатации изоляционного покрытия не менее 10 лет, применение электрохимической защиты проектируемых трубопроводов нецелесообразно из-за существенного повышения приведенных затрат при незначительном повышении уже достаточно высокого уровня пассивной защиты от коррозии.

### 5.1.9 Балластировка трубопровода

Расчёт устойчивости трубопровода против всплытия.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (разд.12.6) необходимо выполнять расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия на переходах через болота и поймы рек по 1 % ГВВ участках высоко стояния грунтовых вод.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.6.1) устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов должна проверяться по условию

$$Q_{акт} \leq Q_{пас} / \gamma_{н.в.}, \quad (5.1.9.1)$$

где  $Q_{акт}$  — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

$Q_{пас}$  — суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес);

$\gamma_{н.в.}$  — коэффициент надежности устойчивого положения против всплытия. Для участков с высоким уровнем грунтовых вод  $\gamma_{н.в.} = 1,05$ .

$$Q_{акт} = q_v + q_{изг}; \quad (5.1.9.2)$$

где  $q_v$  — расчётная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						Лист
			<b>43</b>						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi D_{\text{н.и.}}^2}{4} \rho_{\text{в}}, \quad (5.1.9.3)$$

где  $\rho_{\text{в}} = 1020 \text{ кг/м}^3$  — плотность воды с учётом растворённых в ней солей;

$D_{\text{н.и.}}$  — наружный диаметр трубопровода с учётом изоляционного покрытия и футеровки, м.

$q_{\text{изг}}$  — расчётная интенсивность нагрузки от упругого изгиба в вертикальной плоскости. На стадии разработки проектной документации  $q_{\text{изг}}$  принимается равной нулю.

$$Q_{\text{рас}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{п}} + q_{\text{б}}; \quad (5.1.9.4)$$

где  $q_{\text{тр}}$  — расчётная нагрузка от массы трубы с гидроизоляцией;

$q_{\text{п}}$  — расчётная нагрузка от веса продукта. Как правило, принимается  $q_{\text{п}} = 0 \text{ кг/м}$ , т.к. в процессе эксплуатации возможно опорожнение трубопровода;

$q_{\text{б}}$  — расчётная нагрузка от веса балласта, с учётом выталкивающей силы воды.

Результаты расчета устойчивости трубопроводов против всплытия приведены в таблице 5.1.9.1.

Таблица 5.1.9.1 - Результаты расчета устойчивости трубопроводов против всплытия

$D_{\text{н.}}$ , мм	$Q_{\text{рас}}/k_{\text{п.ф.}}$ , кг/м	$Q_{\text{act.}}$ , кг/м
200	42,90	38,88
500 (защитный футляр с трубой Ду200)	161,81	224,85

По результатам расчета необходимость в балластировке трубы Ду200 отсутствует. Необходимо балластировать защитный футляр диаметром Ду500.

Результаты расчёта шага балластировки приведены в таблице 5.1.9.2.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						44
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Марка пригруза		УБП-0,5
Диаметр трубы (наружный), мм	D	530
Толщина стенки трубы (минимальная из условия устойчивости против всплытия), (мм)	S	<b>10</b>
Толщина гидроизоляции, (мм)	s	1,2
Плотность гидроизоляции, кгс/м <sup>3</sup>		920
Нормативный вес гидроизоляции		1,85
Плотность воды, кгс/м <sup>3</sup>	γв	1010
Коэффициент надежности против всплытия	кнв	1,05
Плотность материала пригруза, кг/м <sup>3</sup>	γб	2300
Вес пригруза в воздухе, кг	Mб	780,00
Коэффициент надежности по весу пригрузов	пбал	0,9
Вес трубы с изоляцией на воздухе, кгс/м	qтр	124,90
Выталкивающая сила воды, кгс/м	qv	224,85
Величина нормативной интенсивности балластировки (вес на воздухе), кгс/м	qnбал	136,48
Шаг балластировки расчетный, м	L	5,72
Шаг балластировки принятый, м		<b>6,0</b>

Во избежание повреждения изоляции в местах установки железобетонных утяжелителей УБП под их соединительные пояса следует укладывать предохранительные коврики из нетканого синтетического материала толщиной не менее 3 мм в два слоя. Длина коврика должна обеспечивать свисание его концов на 200 мм ниже горизонтальной осевой плоскости трубопровода, а по ширине коврики должны выступать на 200 мм за торцевые грани утяжелителя

#### 5.1.10 Очистка полости и испытание трубопроводов

Перед вводом в эксплуатацию после полной готовности всех участков внутренняя полость трубопроводов подлежит очистке, трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопроводов должны выполняться после полной готовности испытываемого участка, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 011-88.

В указанных документах приведены нормативные параметры очистки и испытания (ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88), приведены подробные схемы (ВСН 011-88), описан порядок проведения указанных работ.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							45
Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР1.ТЧ	

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п. 13.3), ВСН 005-88 (п.12.3) очистка полости проектируемых трубопроводов в процессе строительства, а также их испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляются по специальной инструкции, составляемой заказчиком и строительно-монтажной организацией, согласованной с проектной организацией. Инструкция составляется с учетом местных условий, наличия строительной техники и других особенностей производства.

### 5.1.10.1 Очистка трубопроводов

После монтажа трубопроводов на опоры подрядчик должен обеспечить все операции по очистке и продувке трубопроводов. Полость трубопроводов до проведения испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Согласно ВСН 011-88 (п.2.8), (п.2.9) и ГОСТ Р 55990-2014 (п.13.3) перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопроводов продувкой скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе испытаний без использования очистных поршней.

Очистка полости трубопроводов с внутренним покрытием производят поэтапно. На стадии производства сварочно-монтажных работ через каждую трубу (секцию) протягивают очистное устройство, оснащенное гибкой манжетой, а на стадии, предшествующей испытанию, выполняют продувку полости всего смонтированного (уложенного и засыпанного) участка.

Для исключения попадания в трубу различных загрязнений (снега, земли, строительных отходов и т.п.) на всех стадиях строительства, начиная от доставки труб с завода-изготовителя и заканчивая подготовкой трубопроводов к предпусковым испытаниям, необходимо обеспечивать соответствующие защитные мероприятия, в частности, для этих целей рекомендуется использовать концевые инвентарные заглушки.

Конструкция инвентарных заглушек, если они предусмотрены условиями поставки, должна обеспечивать надежное крепление их на трубе и в то же время не приводить к повреждениям внутреннего изоляционного покрытия.

При обнаружении случайных повреждений этого покрытия необходимо отбраковывать поврежденный участок трубопровода.

### 5.1.10.2 Испытания трубопроводов

Проектируемые трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и проверке на герметичность. Испытания трубопроводов предусматривается пневматическим способом, кроме

Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
								46
	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



участков, которые необходимо испытывать только гидравлическим способом согласно ГОСТ Р 55990-2014 табл.21.

Пневматическое испытания на прочность и проверку на герметичность выполняются согласно ВСН 005-88 (гл.12 табл.4 примечание п.1 и п.9), ВСН 011-88, ГОСТ Р 55990-2014.

Величина испытательного давления на прочность при пневматическом способе испытания нефтегазосборного трубопровода составляет  $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=12,5$  МПа, при  $P_{раб.}=10,0$  МПа.

Для пневматического способа проведения испытаний, испытательные давления выбираются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (гл.13 табл.21) и ВСН 005-88 (разд.12, табл.4 примечание п.1, п.9).

Способ проведения испытаний, испытательные давления и время испытаний выбираются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (гл.13 табл.21) и приведены в таблице 5.1.6.2.

Таблица 5.1.6.2- Величины испытательного давления на прочность

Наименование участков трубопровода	Категори и участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания, давление и продолжительность
Узлы линейной запорной арматуры, а так же примыкающие к ним участки трубопровода длиной 250 м	С	I этап – после укладки трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=12,5$ МПа 12 часов
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=12,5$ МПа 12 часов

Давление при испытании на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений труб ( $P_{зав}$ ).

Остальные участки необходимо испытывать в один этап одновременно со всем трубопроводом.

Проверку на герметичность необходимо проводить после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и его выдержки в течение периода времени не менее 12 час.

Подъем давления при испытании трубопроводов должен производиться в соответствии с требованиями ВСН 005-88 и ВСН 011-88.

В соответствии с Приказом № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приложение № 7, должны быть установлены опасные зоны. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов приведены в таблице 5.1.6.3.

Таблица 5.1.6.3 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов пневматическим способом

Пневматический

Взам. инв. №	Подпись и дата							Лист
Инв. № подл.							03-246-К11-ТР1.ТЧ	47
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытаниях в обе стороны от оси трубопровода, м
До DN350	40	600	100

При производстве работ по испытанию трубопроводов необходимо соблюдать требования нормативно-технической документации по технике безопасности.

Трубопроводы считаются выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытаний его на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться комиссией с участием представителей заказчика и генерального подрядчика.

По завершению строительства полоса отвода должна быть очищена от строительного мусора и спланирована.

Согласно п. 108 Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» после завершения испытаний на прочность и герметичность необходимо осуществить комплексное опробование в течении не менее 72 часов.

### 5.1 Оборудование кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка

В состав кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка входят следующие технологическое оборудование и сооружения:

- фонтанная арматура АФК6-65х35 К1 ХЛ1 – 3 шт. (в составе проекта бурения);
- блок дозирования метанола БДМ – 2 шт.;
- места для хранения и эксплуатации оборудования бригад КРС (горизонтальная факельная установка (ГФУ), в составе пульт управления (ПУ) и блок регулирования топливного газа (БРТГ) – 1 шт.);
- место для передвижной измерительной установки – 1 шт.

Графическая часть основного технологического оборудования, расположенного на кустовой площадке №11, приведена в графической части тома (ГЧ).

В таблице 5.1 приведены перечень и краткая характеристика применяемого технологического оборудования.

Таблица 5.1 - Перечень и характеристика применяемого технологического оборудования

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
							48

Наименование	Обозначение	Давление, МПа	Температура, °С	Производительность	Характеристика	Количество
Фонтанная арматура	АФК6-65x35 К1 ХЛ1	0,4...11,5	+15	2,11 м <sup>3</sup> /час (нефть) 17,5 тыс. м <sup>3</sup> /час (газ)	Ррасч=30,0 МПа	3
Блок дозирования метанола	БДМ	25,0	+5...-55	25 л/час	Ррасч=25,0 МПа	2

## 5.2 Внутриплощадочные трубопроводы

Проектируемые внутриплощадочные трубопроводы выполнены в соответствии с технологической схемой (см. чертеж 03-246-К11-ТР1.ГЧ л.1) и представлены на плане сетей технологических (03-246-К11-ТР1.ГЧ л.2).

При проектировании трубопроводов соблюдены требования ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы», требования федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» №534 от 15.12.2022 г., федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» №444 от 21.12.2021 г.. В проекте применены трубы и соединительные детали серийного заводского изготовления.

Для трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные (в соответствии с требованиями п.597 ФНиП №534 от 15.12.2022 г.) повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, предел текучести, относительное удлинение и твердость по Бринеллю, термообработанные, со 100% контролем неразрушающими методами, с обязательным выполнением п. 1.9 ГОСТ 8731-87. Ударная вязкость (KCV) на образцах Шарпи при T=60°C не менее 3 кгс·м/см<sup>2</sup> из стали 09Г2С с техническими условиями на изготовление по ГОСТ 8732-78.

При выборе труб учитывались рабочие параметры и свойства транспортируемой среды, механические свойства труб, а также климатические условия района эксплуатации проектируемых трубопроводов.

Марка стали для соединительных деталей трубопровода принята по марке стали трубы.

По решению Заказчика, возможна замена марки стали и ТУ на трубы и детали трубопроводов (данное решение следует согласовать с проектным институтом).

Значение ударной вязкости для трубопроводов, гарантированное заводами-изготовителями, соответствует требованиям нормативных документов и приведено в технических условиях на трубы.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>						49
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Значение ударной вязкости для трубопроводов должно быть не ниже 30 Дж/см<sup>2</sup> при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода согласно требованиям Международного стандарта ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

### 5.2.1 Расчет трубопроводов на прочность

Расчет толщины стенок трубопроводов выполнен по ГОСТ 32388-2013.

Расчет труб и соединительных деталей на прочность проводится по номинальным допускаемым напряжениям. Согласно п. 5.3.1 ГОСТ 32388-2013 номинальные допускаемые напряжения определяются по формуле

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{\sigma_{B/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{P/t}}{1,5} \right] \quad (1)$$

где  $\sigma_{B/t}$  – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре  $t$  °С, МПа;

$\sigma_{P/t}$  – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре  $t$  °С, МПа.

Согласно п 5.3.2 ГОСТ 32388-2013 нормативные значения  $[\sigma]$  рекомендуется принимать согласно справочной и научно-технической литературе.

Расчетная толщина стенки трубы определяется по формуле

$$S_R = \frac{P \cdot D_a}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + P} \quad (2)$$

где  $P$  – расчетное внутреннее давление, МПа;

$D_a$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$\varphi_y$  – коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении ( $\varphi_y = 1,0$  согласно таблице 5.1 ГОСТ 32388-2013);

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение, МПа.

Допустимое рабочее избыточное внутреннее давление, МПа

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

где  $s$  – номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$c$  – суммарная прибавка к толщине стенки, мм.

Номинальная толщина стенки элемента трубопровода  $s$  определяется с учетом прибавки по формуле

$$s \geq S_R + c \quad (4)$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию

$$s \geq S_{min} + c_2 \quad (5)$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
							50
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

с округлением до значения ближайшей большей толщины стенки по стандартам и техническим условиям. Допускается округление в сторону меньшей толщины стенки, если разность между расчетным и ближайшим по сортаменту значениями не превышает 3 %.

Минимальная толщина стенки при эксплуатации  $s_{min}$  принята согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Суммарная прибавка к толщине стенки

$$c \geq c_1 + c_2 \quad (6)$$

где  $c_1$  – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, мм;

$c_2$  – прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, мм.

Применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, с повышенной толщиной стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии, с учетом отбраковочной толщины стенки обеспечит безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Основными методами контроля надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Для контроля за коррозионным состоянием трубопроводов при периодической ревизии, помимо визуального осмотра рекомендуется выполнение измерений толщин стенки трубопроводов методом ультразвуковой и магнитной толщинометрии в местах, где наиболее вероятен максимальный износ вследствие коррозии. В случае достижения толщины стенки отбраковочной величины трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке.

Отбраковочная толщина стенки деталей трубопровода

$$[s] = \max (s_R + c_1; s_{min}) \quad (7)$$

Расчет назначенного ресурса проектируемых трубопроводов выполнен согласно приложению Д, ГОСТ 32388-2013.

При наличии коррозионно-эрозионного износа стенки элемента низко- и среднетемпературного трубопровода его назначенный ресурс рассчитывают по формуле

$$T = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c} \quad (8)$$

где  $V_c$  – скорость коррозии, мм/год.

$V_c$  – скорость коррозии, принимаемая 0,2 мм/год для среднеагрессивных сред и 0,1 мм/год для трубопроводов подачи метанола.

Результаты расчета толщины стенки трубопроводов и назначенный ресурс согласно ГОСТ 32388-2013 представлены в таблице 5.2.1.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							51
Инв. № подл.							03-246-K11-TP1.TЧ
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Таблица 5.2.1 – Результаты расчета толщины стенки трубопроводов и назначенный ресурс

Наименование трубопровода по схеме	Диаметр трубопровода, мм	Расчетное давление, МПа	Марка стали или группа прочности	Принятая толщина стенки, мм	Назначенный ресурс трубопроводов, год
ГС2	219	16,0	09Г2С	12	20
ГС1.1...ГС1.2	114	16,0	09Г2С	12	20
Гф1	89	16,0	09Г2С	8	20
Н1	219	10,0	09Г2С	8	20
Н2	114	10,0	09Г2С	8	20
М1	32	25,0	09Г2С	4	20
ЗЖ1.1, ЗЖ1.2	114	32,0	09Г2С	12	20

Согласно п. Д.3 ГОСТ 32388-2013, указанное в проектной документации значение назначенного ресурса трубопровода не должно превышать 20 лет. Продление срока эксплуатации трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, проводится по результатам экспертизы промышленной безопасности, выполняемой специализированной организацией, имеющей разрешение (лицензию), выданное Ростехнадзором.

Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения экспертизы промышленной безопасности в установленном порядке.

### 5.2.2 Прокладка трубопроводов

Проектирование трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», ГОСТ Р 55990-2014 «Промысловые трубопроводы».

Основной способ прокладки трубопроводов подземный, надземный способ предусмотрен в местах расположения запорной арматуры и на узлах, на проектируемых эстакадах и стойках на высоте не менее 0,5 м.

Трубопроводы проложены с уклоном не менее 0,003 согласно требованиям 10.1.4 ГОСТ 32569-2013, п. 6.2.12 ВНТП 5-95.

Надземная прокладка трубопроводов предусматривается на подвижных и неподвижных хомутовых опорах по ОСТ 36-146-88. Опоры располагаются на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							52
Инв. № подл.							03-246-К11-ТР1.ТЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Расстояния между осями смежных трубопроводов принимаются с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях.

Шаг для опор (не более):

- для трубопроводов DN 25 – 2 метра;
- для трубопроводов DN 50 – 2,5 метра;
- для трубопроводов DN 80 – 2,5 метров;
- для трубопроводов DN 100 - 5 метров;
- для трубопроводов DN 150...DN 200 - 5 метров.

На трубопроводах в низших точках предусмотрены спускники (для опорожнения от воды при гидроиспытаниях), в верхних точках предусмотрены воздушники (для удаления газа). В рабочем режиме спускники и воздушники должны быть закрыты, заглушены и тщательно затеплоизолированы. На участках надземных переходов через дорогу воздушники опускаются до отметки 1,5 м от земли и теплоизолируются совместно с основным трубопроводом.

Надземная прокладка обеспечивает хорошие условия для наблюдения за трубопроводом и своевременного обнаружения аварий и их устранения.

Предотвращение деформаций при тепловом удлинении трубопроводов происходит за счет поворотов эстакад и опусков/подъемов трубопроводов.

Прокладка напорных трубопроводов через автомобильные дороги предусмотрена надземно с отметкой низа строительной конструкции не менее 5 м. Прокладка безнапорных трубопроводов через автомобильные дороги предусмотрена подземно в футляре. Диаметр футляра принят на 200 мм больше диаметра трубопровода. При переходе от надземной прокладки к подземной предусмотрено перекрытие защитных покрытий внахлест на участке длиной не менее 0,5 м.

Для обслуживания трубопроводов и арматуры, при необходимости, предусматриваются площадки обслуживания, проходные и переходные мостики.

Подземная прокладка трубопроводов предусмотрена в соответствии требованиями ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32569-2013.

### 5.2.3 Категория трубопроводов

Категория и группа трубопроводов определена согласно ГОСТ 32569-2013.

Характеристика проектируемых трубопроводов представлена в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3 – Характеристика проектируемых трубопроводов

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										53
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

п/п	Наименование трубопровода	Категория, группа Труб-да по ГОСТ 32569-2013	Рабочие условия трубопровода		Давление расчетное, МПа	Давление испытания, МПа (изб)		
			T, °C	P, МПа		на прочность (гидр.) = 1,43xPрасч	на плотность (гидр.) = Pрасч	на герметичность (пневм.) = Pраб
1	Трубопровод газа на выход куста, ГС2	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
2	Трубопровод газа от скважин, ГС1.1...1.2	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
3	Трубопровод газа на факел, Гф1	Б(а)-I	5...20	10,0	16,0	22,88	16	10
4	Трубопровод нефти на выход куста, Н1	Б(в)-I	5...20	6,8	10,0	14,3	10	6,8
5	Трубопровод нефти от скважин, Н2	Б(в)-I	5...20	6,8	10,0	14,3	10	6,8
6	Трубопровод метанола в скважины, М1	А(б)-I	5	25,0	25,0	35,75	25	25

#### 5.2.4 Монтаж трубопроводов, контроль качества сварных соединений трубопроводов

Монтажные работы и контроль качества сварных соединений трубопроводов физическими неразрушающими методами выполнить согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 и СП 62.13330-2011.

Число сварных стыков, подлежащих контролю, от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка), согласно требованиям, ГОСТ 32569-2013, принять:

- для трубопровода I категории - 20 %;
- для трубопровода II категории - 10 %;
- для трубопровода III категории - 2 %;
- для факельных коллекторов - 100%

При сварке трубопроводов из разнородных сталей контролю подвергается 100 % сварных швов.

Порядок применения сварочных материалов, сварочного оборудования и технологий должен соответствовать РД 03-613-03, РД 03-614-03, РД 03-615-03.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР1.ТЧ	Лист
									54



К контролю сварных соединений физическими методами допускаются дефектоскописты, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля. Аттестация сварщиков производится в соответствии с требованиями ПБ 03-273-99.

Сдача и приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, раздел 13.

### 5.2.5 Испытания трубопроводов, промывка и продувка трубопроводов

Согласно требованиям, ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», величина давления испытания на прочность должна составлять не менее (выбирается большее из двух значений):

$$P_{\text{исп.}} = \frac{1,25 \times P_p \times [\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (9)$$

или

$$P_{\text{исп.}} = 1,43 \times P_p \quad (10)$$

где:

$P_p$  – расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$  – допустимое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$  – допустимое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре;

$[\sigma]_{20} / [\sigma]_t = 1$  – (согласно СА 03-003-07 «Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов», п.1.4).

Испытание трубопроводов на прочность и плотность с последующей очисткой внутренней поверхности, дополнительное испытание на герметичность выполнить согласно ГОСТ 32569-2013.

Испытание на прочность и плотность следует проводить одновременно, независимо от способа испытания.

Проектом предусмотрен гидравлический способ испытаний. Для проведения гидравлических испытаний предусмотрены организационно-технологические схемы, обеспечивающие последовательное испытание участков с многократным использованием испытательной среды. Объем воды, требуемый для испытания проектируемых трубопроводов, составляет 50 м<sup>3</sup>.

При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) необходимо отсоединить от оборудования и других трубопроводов заглушками.

Всю запорную арматуру, установленную на испытываемом трубопроводе, полностью открыть, сальники уплотнить, на месте измерительных устройств и регулирующих клапанов установить монтажные катушки, все врезки, штуцера, бобышки – заглушить.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										55
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для опорожнения трубопроводов от воды при гидроиспытаниях в низших точках предусмотрены дренажные устройства, в высших – воздушники.

Испытательное давление в трубопроводе выдержать в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снизить до рабочего давления, при котором произвести тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

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

По окончании осмотра давление вновь повысить до испытательного и выдержать еще 5 минут, после чего снова снизить до рабочего и вторично тщательно осмотреть трубопровод.

Дополнительное испытание трубопроводов на герметичность (для трубопроводов с группой продукта А, Б(а), Б(б)) проводится воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Дополнительное испытание на герметичность выполняется давлением, равным рабочему.

Продолжительность дополнительного испытания на герметичность должна составлять не менее 24 часов. Проверку на герметичность произвести после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и выдержки его не менее 12 часов.

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

В рабочем режиме спускники должны быть закрыты, заглушены и тщательно теплоизолированы.

Величина испытательного давления, способ и вид испытания представлены в таблице 5.3.2.

Все работы по очистке полости трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 (глава 13) и СП 62.13330-2011.

Промывка осуществляется водой, продувка воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему давлению в трубопроводе.

Во время промывки (продувки) снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки, арматура на спускных линиях должна быть полностью открыта, а после промывки (продувки) тщательно осмотрена и очищена.

### 5.2.6 Изоляция трубопроводов

В целях предотвращения остывания продукта проектом предусмотрена теплоизоляция надземной части трубопроводов. Трубопроводы подачи метанола предусмотрены без тепловой изоляции.

Для антикоррозионной изоляции надземных участков трубопроводов предусмотрена эмаль КО-811 по ГОСТ 23122-78 (3 слоя). Подготовку металлической поверхности перед нанесением

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР1.ТЧ	Лист
									56
Инд. № подл.									

покрытия необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 9.402, ГОСТ Р ИСО 8501-1:2014 степень очистки от окислов – 2 (Sa 2,5), степень обезжиривания – 1. Нанесение покрытия должно производиться в соответствии с требованиями технической документации на материалы и рекомендациями разработчика.

Для предупреждения и уменьшения теплопотерь надземные трубопроводы прокладываются:

- в теплоизоляции (трубопроводы газа, нефти);
- с обогревом электрическим кабелем и с последующей теплоизоляцией (факельные коллекторы).

Проектирование тепловой изоляции выполнено согласно СП 61.13330.2012. В проекте используются изоляционные материалы, характеризующиеся как негорючие по СНиП 21-01-97\* и относятся к группе НГ по ГОСТ 30244-94.

Для компенсации тепловых потерь проектируемых надземных трубопроводов, а также для поддержания температуры продукта и защиты от замерзания проектом предусматривается электрическая система обогрева. Система электрического обогрева не предназначена для разогрева продукта в процессе его транспортировки по трубопроводам. Температура, поддерживаемая электрообогревом в трубопроводах принята +5 °С.

Режим работы системы электрообогрева - продолжительный.

Для трубопроводов с положительной температурой изолируемой поверхности в качестве обязательных элементов изоляции входят: теплоизоляционный слой, покровный слой, элементы крепления.

Проектной документацией в качестве основного теплоизоляционного слоя для надземных трубопроводов приняты маты минераловатные прошивные марки МП-125 ГОСТ 21880-2011. Теплоизоляция трубопроводов предусматривается в один слой. Толщина теплоизоляционного слоя 60 мм.

Для трубопроводов диаметром менее 50 мм, прокладываемых в теплоизоляции (воздушники и спускники), в качестве теплоизоляционного материала предусмотрен шнур теплоизоляционный из минеральной ваты в оболочке из стеклоткани марки ШТН-МВ-200-400-50-С ТУ 36.16.22-33-89 диаметром 50, 60, 80 мм.

Изоляция трубопроводов осуществляется после их испытания и устранения всех обнаруженных дефектов. До нанесения изоляции необходимо поверхность трубопровода очистить, обеспылить и обезжирить.

В качестве покровного слоя используется лист стальной оцинкованный ОЦБ-ПН-НО ГОСТ 19904-90/Н-КР-2 ГОСТ 14918-80\*: для трубопроводов диаметром до 400 мм включительно

Взам. инв. №							<b>03-246-К11-ТР1.ТЧ</b>	Лист 57
	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

толщиной 0,5 мм, для трубопроводов диаметром 600 – толщиной 0,8 мм, для оборудования – толщиной 1,0 мм.

Для запорной арматуры проектом предусмотрена сборно-разборная съемная теплоизоляционная конструкция.

В месте перехода трубопроводов от надземной прокладки к подземной, теплоизоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

Для предохранения от почвенной коррозии наружная поверхность проектируемого подземного участка трубопровода покрывается антикоррозийной изоляцией усиленного типа.

Конструкция пленочного изоляционного покрытия:

- праймер «Праймер–НК-50» ТУ 5775-001-01297859-95 в один слой;
- полимерная лента «Полилен 40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99 – два слоя;
- наружная обертка «Полилен-ОБ 40-ОБ-63» по ТУ 2245-004-01297859-99 в один слой.

Опознавательная окраска надземных участков трубопровода предусмотрена грунтовкой ГФ-021 ГОСТ 25129-82 (один слой) и эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76 (два слоя). Цвет применяемой композиции для опознавательной окраски должен соответствовать требованиям ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска».

### 5.2.7 Контроль качества и операционный контроль

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Методы контроля качества и приемка отдельных видов строительно-монтажных работ осуществляются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

При входном контроле проверяется соответствие поступаемых материалов принятым стандартам.

Операционному контролю подлежит качество выполнения всех видов строительно-монтажных работ.

При операционном контроле проверяется:

- соблюдение заданной технологии строительных процессов;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и СНИПам;
- строгое соблюдение последовательности выполнения строительных процессов.

Приемочному контролю подвергается законченное строительство в целом.

Приборы и инструменты, предназначенные для контроля, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие соответствие требованиям ГОСТ или технических условий.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										58
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации.

Трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов, заложенных в проектной документации.

Проверка труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной арматуры производится организацией-заказчиком или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводо-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки до площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия заказчика.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, технические условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, результаты гидравлических и механических испытаний.

Все детали, узлы трубопроводов и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводо-изготовителей и технические паспорта.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения.

При производстве сварочных работ необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов и труб;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Контроль качества очистки полости, испытание на герметичность осуществляется по специальной инструкции, разрабатываемой заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к данному объекту.

### 5.2.8 Запорная арматура и регулирующая арматура

Применяемая арматура соответствует расчетному давлению в трубопроводе.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										59
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Рекомендуемая в проектной документации трубопроводная арматура соответствует требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, должна иметь заводскую маркировку, Сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011 от 18.10.2011).

Запорно-регулирующую арматуру (ЗРА) следует поставлять со следующими техническими характеристиками:

- климатическое исполнение – ХЛ1 (размещаемую на открытом воздухе);
- класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015 – А (для запорной арматуры), класс «IV» (для регулирующей арматуры).

Арматура изготовлена из легированной стали (температура эксплуатации до минус 60 °С).

Проектом предусматривается фланцевая и под приварку запорно-регулирующая арматура с электроприводом и ручным управлением, которая поставляется заводами-изготовителями комплектно с ответными фланцами, прокладками и крепежом. Выбор материала арматуры осуществлялся исходя из условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств, транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации. Для ЗРА применяются ответные фланцы по ГОСТ 33259-2015.

Таблица 5.2.8 Ведомость запорной арматуры с электроприводом

Наименование	Количество, шт.
Задвижка стальная клиновья с электроприводом, фланцевая, с ответными фланцами и крепежными деталями, DN 200 мм, PN 16,0 МПа (рабочая среда –газоконденсат)	1
Задвижка стальная клиновья с электроприводом, фланцевая, с ответными фланцами и крепежными деталями, DN 200 мм, PN 16,0 МПа (рабочая среда –нефть)	1

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

						<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
							60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

**6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов**

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется на весь период строительства, исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительно-монтажных работ, среднегодовой производительности машин, механизмов и приведена в томе 6 «Проект организации строительства».

Для обеспечения эксплуатации объектов газо и нефтедобычи в составе нефтегазодобывающего предприятия предусматриваются обслуживающие и ремонтные подразделения, выполняющие техническое обслуживание и текущий ремонт нефтегазопромыслового и энергетического оборудования, технологического транспорта, газосборных и магистральных трубопроводов, инженерных сетей и коммуникаций.

На объекте принят необходимый уровень механизации, связанный с выполнением грузоподъемных операций при монтаже, демонтаже и обслуживании технологического оборудования и трубопроводной арматуры массой более 50 кг, размещенного в зданиях производственного назначения, под навесом и на открытых площадках.

Подъемно-транспортное оборудование подобрано в зависимости от габаритных размеров зданий насосных, габаритов и массы демонтируемого оборудования, а также с учетом номенклатуры выпускаемого заводами подъемно-транспортного оборудования.

В проекте приняты компоновочные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, размещенных в блок-боксах, применяются при необходимости подъемно-транспортные средства соответствующей грузоподъемности, входящие в комплект поставки.

Дальнейшая транспортировка демонтированного оборудования на ремонтные предприятия осуществляется обслуживающей организацией передвижными транспортными средствами.

Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, установленных на открытых площадках, применяются автомобильные краны, кран-манипуляторы и транспортные средства соответствующей грузоподъемности по доставке снятого оборудования на существующие ремонтные предприятия

Эксплуатационные службы оснащаются необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалом, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем технической оснащенности.

Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист <b>61</b>
	Подпись и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

**7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям**

Проектируемый объект относится к опасным производственным объектам согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Проектируемый опасный производственный объект подлежит регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации (п. 2, ст. 2, ФЗ № 116-ФЗ). Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре (п. 4, ст. 2 ФЗ № 116-ФЗ).

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на опасном производственном объекте (ОПО), проводится на соответствие требованиям Технических Регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013.

Оборудование, эксплуатируемое на опасном производственном объекте, должно соответствовать требованиям следующих документов:

- Приказ 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Проектируемые объекты и сооружения размещены на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве, или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы соответствуют климатическим характеристикам района строительства и условиям эксплуатации согласно Приказа 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В целях повышения надежности при эксплуатации проектной документацией предусмотрено испытание трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией согласно требованиям Приказа 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность и безопасность процесса добычи за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, что исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на объекте.

Характеристика помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 7.1.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>						62
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	



Таблица 7.1 – Характеристика помещений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Поз. по ПЗУ	Наименование помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Классификация взрывоопасных, пожароопасных зон		
			По № 123-ФЗ	по ПУЭ	
				Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Блок дозированной подачи метанола БДМ-1...2	Здание категории А Помещение технологического отсека – категория А Помещение аппаратного отсека – категория В4	2	В-1а	IIА-Т2

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-К11-ТР1.ТЧ	Лист
								63
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Проектируемая кустовая площадка №11 входит в зону обслуживания действующих площадок Метельного месторождения АО «НК «Янгпур». Для технического обслуживания проектируемого объекта предусмотрен вахтовый метод работы бригады специалистов соответствии с таблицей 8.1.

К работам по обслуживанию объекта вахтовым методом допускаются работники, обладающие соответствующим образованием, прошедшие инструктаж и проверку знаний по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности, а также при отсутствии медицинских противопоказаний, установленных Минздравсоцразвития России. Персонал по обслуживанию скважин куста №11 войдет в состав персонала УПГиСГК Метельного месторождения в качестве дополнительного персонала. Постоянного присутствия эксплуатационного персонала на площадке куста скважин не предусмотрено.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом.

Для эксплуатационного персонала АО «НК «Янгпур» действуют следующие режимы труда и отдыха:

- продолжительность вахты – 28 дней;
- продолжительность смены – 12 часов.

Численность эксплуатационного персонала по обслуживанию проектируемого комплекса объектов определена на основании действующих нормативных документов

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности предусматривается рациональное чередование работы с перерывами на отдых с учетом специфики организации производства.

Перерывы для отдыха и питания должны быть не более 2-х часов и не менее 30 минут (статья 108 Трудового Кодекса РФ).

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых дней с последующим предоставлением дополнительных дней отдыха.

Численность эксплуатационного персонала по обслуживанию проектируемого объекта определена на основании действующих нормативных документов Российской Федерации, где учтены степень автоматизации производства, сервисное обслуживание, температурная зона района расположения объектов и вахтовый метод организации работ.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
										64
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В основу расчетов численности персонала принималась информация по объемам обслуживаемых объектов и регламенту их работы.

В соответствии с нормативным документом приняты следующие коэффициенты:

K1 = 1,1 – вахтовый метод организации работ;

K2 = 1,1 – температурная зона (район Крайнего Севера);

K3 = 0,85 - оснащение системами автоматизации.

Расчет численности персонала по обслуживанию скважин, куста скважин и промысловых сетей приведен в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Расчет численности персонала по обслуживанию проектируемого объекта

Наименование	Ед.изм.	Норматив численности, человек	Кол-во	K3 - АСУТП	K1 - в/м. K2-- темп. зона	Нормативная численность, человек
Газоконденсатная скважина	1 скв.	0,0998	2	0,85	K1=1,1 K2=1,1	0,186
Нефтяная скважина	1 скв.	0,0998	1	0,85	K1=1,1 K2=1,1	0,186
Куст скважин (оборудование обвязки куста)	1 куст	0,024	1	0,85	K1=1,1 K2=1,1	0,0246
Внутрипромысловый трубопровод	1 км	0,0034	0,35	-	K1=1,1 K2=1,1	0,0101
Итого:						0,407

На основании выполненного расчета дополнительная численность персонала по обслуживанию скважин, кустов скважин, промысловых сетей, предусмотренных в составе данной проектной документации, составит один человек.

Наименование профессии - оператор по добыче нефти и газа, диапазон тарифных разрядов – 2-6 (ОК 016-94).

В таблице 8.2 приведены сведения о рабочих местах, с указанием наименования профессии по ОК 016-94 и группы производственных процессов.

Таблица 8.2 - Численный и профессиональный состав обслуживающего персонала

Код профессии	Группа произ. процесса	Наименование работ	Численность, чел.							Место дислокации
			Явочная						Списочная	
			I вахта		II вахта		Дополнительная			
			смены	смены	смены	смены				
23998	16	Мастер участка	1	-	1	-	-	1	УПГ-3 Метельного месторождения	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>				Лист
										65



- меры по предупреждению аварий, а также действия персонала при их возникновении и ликвидации;
- меры по технике безопасности.

Разработка инструкций по охране труда осуществляется на основе требований безопасности, изложенных в эксплуатационной и ремонтной документации предприятий-изготовителей оборудования, а также в технической документации предприятия, с учетом условий межотраслевых (отраслевых) типовых инструкций по охране труда, требований производства.

Каждое предприятие должно иметь общую инструкцию по пожарной безопасности и инструкции для всех взрывоопасных и пожароопасных помещений (участков, цехов, складов и т.д.); все сотрудники предприятия должны ознакомиться с этими документами во время противопожарных инструктажей, производственного обучения. Инструкции должны быть размещены на видных местах предприятия. Каждая инструкция должна быть зарегистрирована в соответствующем журнале.

Разработка плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛПА) обязательна для предприятий, эксплуатирующих взрывопожароопасные объекты, вне зависимости от организационно-правовых форм, а также форм собственности.

ПМЛЛПА содержит краткую характеристику опасности объекта (технического блока, установки и т. д.), мероприятия по защите персонала и действиям по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, подробный анализ опасности возможных аварийных ситуаций на объекте.

Труд работников должен быть организован в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации», отражающим основные принципы правового регулирования трудовых отношений между работодателем и работником.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								67
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых технологических объектов, приведены в томе 5.7.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

## 10 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, приведено в томе 6.2 «Техническое обеспечение АСУТП».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								69
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники приведены в томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								70
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись



## 12 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Технические решения и мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду для всех проектируемых объектов приведены в томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								71
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, приведены в томе 8.1 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								72
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

#### 14 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов при соблюдении предусмотренных разработанной проектной документацией мероприятий.

Технологические процессы на проектируемой площадке должны проводиться в соответствии с утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией. Оборудование должно соответствовать конструкторской документации.

Для эксплуатации производственных объектов разрабатывается технологический регламент, который является основным технологическим документом, определяющим технологию ведения процесса, режимы производства, показатели качества продукции, безопасные условия работы объектов, нормальную эксплуатацию оборудования и экономичное ведение процесса.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								73
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

**15 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

Состояние защищенности объекта от различных угроз обеспечено созданием условий для его нормального функционирования и строгого соблюдения на нем установленных режимов. Безопасность объекта обеспечивается путем разработки и реализации системы мер, осуществляемых администрацией объекта.

На территории проектируемого куста скважин приняты следующие меры по предотвращению постороннего вмешательства и противодействию возможным террористическим актам:

- организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах;
- организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам;
- регулярно проводятся инструктажи сотрудников подразделений службы безопасности предприятия и работников, обслуживающих нефтепромысловые объекты, на предмет выявления возможных признаков (подозрительные предметы, люди и их поведение и т.п.) и пресечения приготовления террористических актов;
- доставка персонала, обслуживающего кустовые площадки осуществляется вахтовыми автобусами;
- посадка в вахтовые автобусы контролируется ответственными лицами;
- контроль транспорта, въезжающего на территорию месторождения, осуществляется на контрольно-пропускном пункте. Обслуживает контрольно-пропускные пункты вневедомственная охрана;
- завоз материалов, оборудования на территорию месторождения, производственных объектов осуществляется только по товарно-транспортным накладным, оформленным в установленном порядке;
- съезд с дороги автотранспорту, за исключением аварийного, запрещается;
- входы в технологические блоки и шкафы оборудованы дверями, оснащенными замками;
- технологические блоки оснащены датчиками, автоматически передающими информацию на пульт диспетчера о несанкционированном проникновении в блок;
- запрещается въезд, вход на месторождение, производственный объект без пропуска;

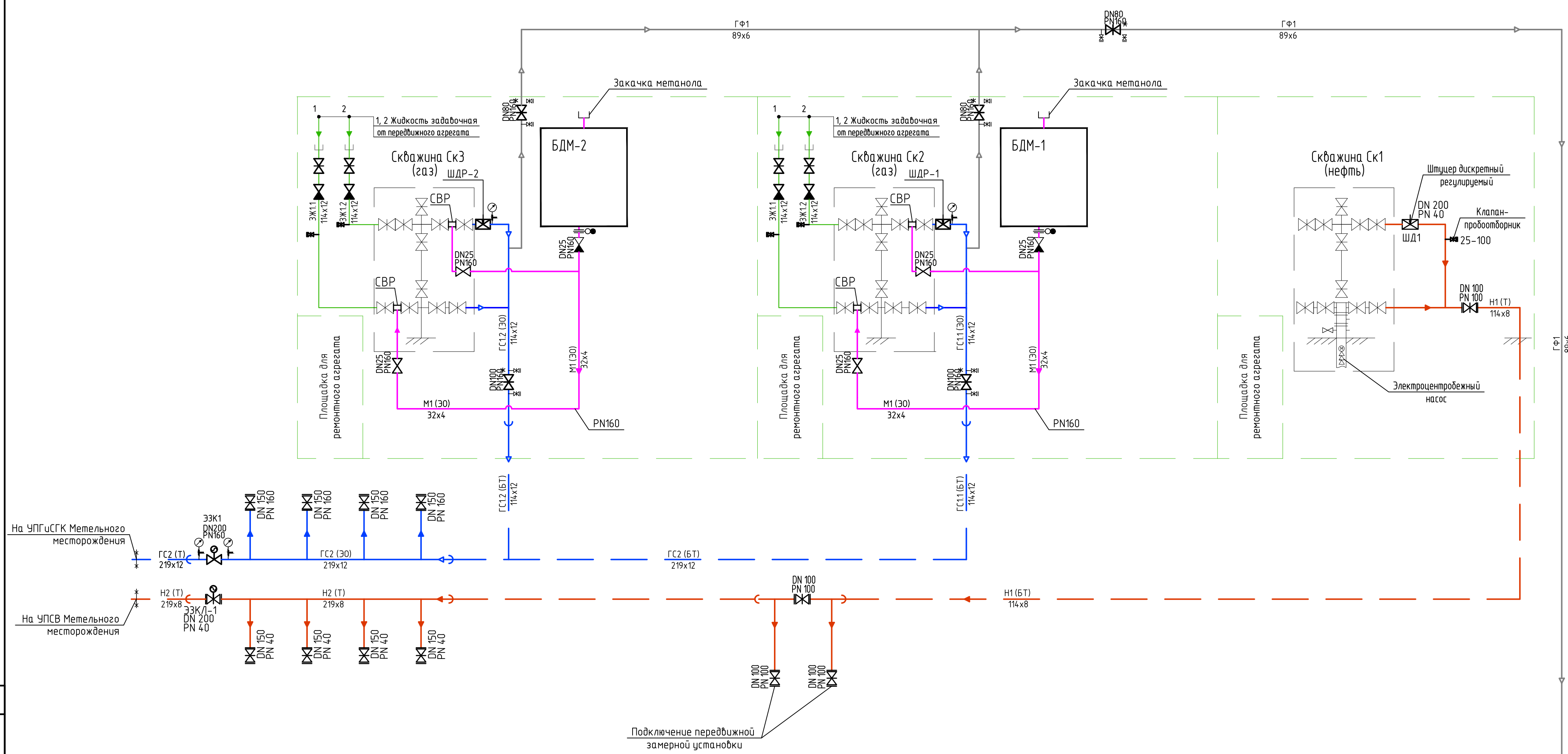
Инд. № подл.						<b>03-246-K11-TP1.TЧ</b>	Лист
							74
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата
Взам. инв. №							
Подпись и дата							

- специалисты, командируемые на месторождение для осуществления производственной и другой деятельности, проходят регистрацию в центральной инженерно-технологической службе предприятия и инструктируются по правилам нахождения на территории месторождения;
- регулярно проводится проверка стоянок автотранспорта сотрудниками службы безопасности, и об обнаруженных недостатках информируются руководители (мастера) объектов.

Дополнительных мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов проектной документацией не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP1.TЧ	Лист
								75
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

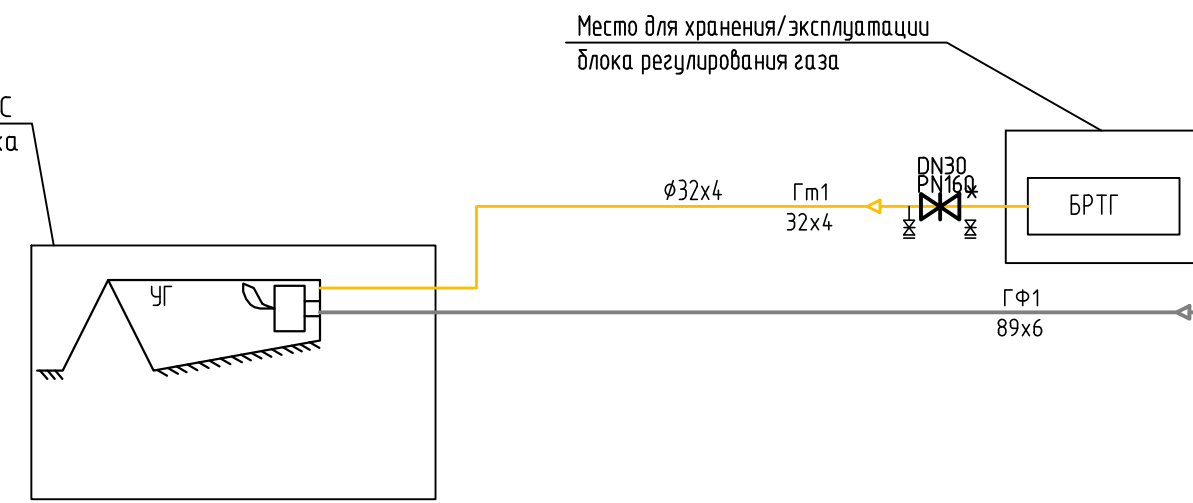
# Схема технологическая принципиальная



## Условные обозначения и изображения (окончание)

Обозначение и изображение	Наименование
Гм1	Трубопровод топливного газа
ЭЖ1.1	Жидкость задавочная
Н1	Трубопровод нефтежидкостный (надземный)
Н1 (дashed)	Трубопровод нефтежидкостный (подземный)
М1	Метанол
ГС1	Трубопровод сырого газа до редуцирования (надземный)
ГС1 (dashed)	Трубопровод сырого газа до редуцирования (подземный)
ГФ1	Сборный трубопровод бригады КРС
--- (dashed green)	Граница обвязки скважин
⊖	Манометр
→	Направление потока газа
←	Направление потока жидкости

Продувка газа на ГФУ на время ремонтных работ бригады КРС  
Кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка



## Экспликация трубопроводов

№ линии	Наименование трубопровода	Параметры		Взрыво и пожаро опасность продукта по ГОСТ 12.1.044-89	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Труб. Трасч. °С	Ррад. МПа				
ЭЖ1.2	Трубопровод задавочной жидкости	20.40	до 27,4 32,0	НГ	-	Б(а)I	надземн о
ЭЖ1.1	Трубопровод задавочной жидкости	20.40	до 27,4 32,0	НГ	-	Б(а)I	надземн о
Н1	Выкидной трубопровод	9,19 4,9, 6	атм. 4,0	ЛВЖ	3	Б(б)I	подземн о
ГС1	Трубопровод сырого газа до редуцирования	9,19 4,9, 6	до 9,7 16,0	ГГ	4	Б(а)I	надземн о
М1	Трубопровод метанола	-56,3 -15,5	до 16 16	ЛВЖ	3	А(б)I	надземн о

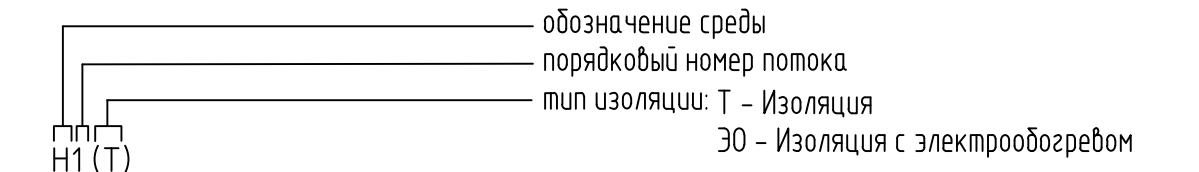
## Экспликация оборудования

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Ск1	Скважина нефтяная	1	АФК Э6-65х35К1Х/Л	
Ск1, Ск2	Скважина газоконденсатная	2	АФК Э6-65х35К1Х/Л	
ЭЗКЛ-1	Электрофицированная задвижка клиновья	1	DN 100, PN 40	
БДМ-1, 2	Блок дозирования метанола	3	V = 5 м³	
ЭЗК1	Электрофицированная задвижка клиновья	1	DN 200, PN 160	
ШДР-1-2	Дроссель регулирующий штуцерный	1	DN 100, PN 350	

## Условные обозначения и изображения (начало)

Обозначение и изображение	Наименование
⊗	Клапан (вентиль) проходной запорный с ручным приводом
⊗ (with arrow)	Задвижка клиновья с электроприводом
⊗ (with handle)	Задвижка клиновья с ручным приводом
⊗ (with arrow pointing out)	Клапан обратный
⊗ (with sensor symbol)	Отборное устройство для установки датчиков
— —	Быстроразъемное соединение
⊗ (with valve symbol)	Дроссель

## Пример обозначения технологических потоков

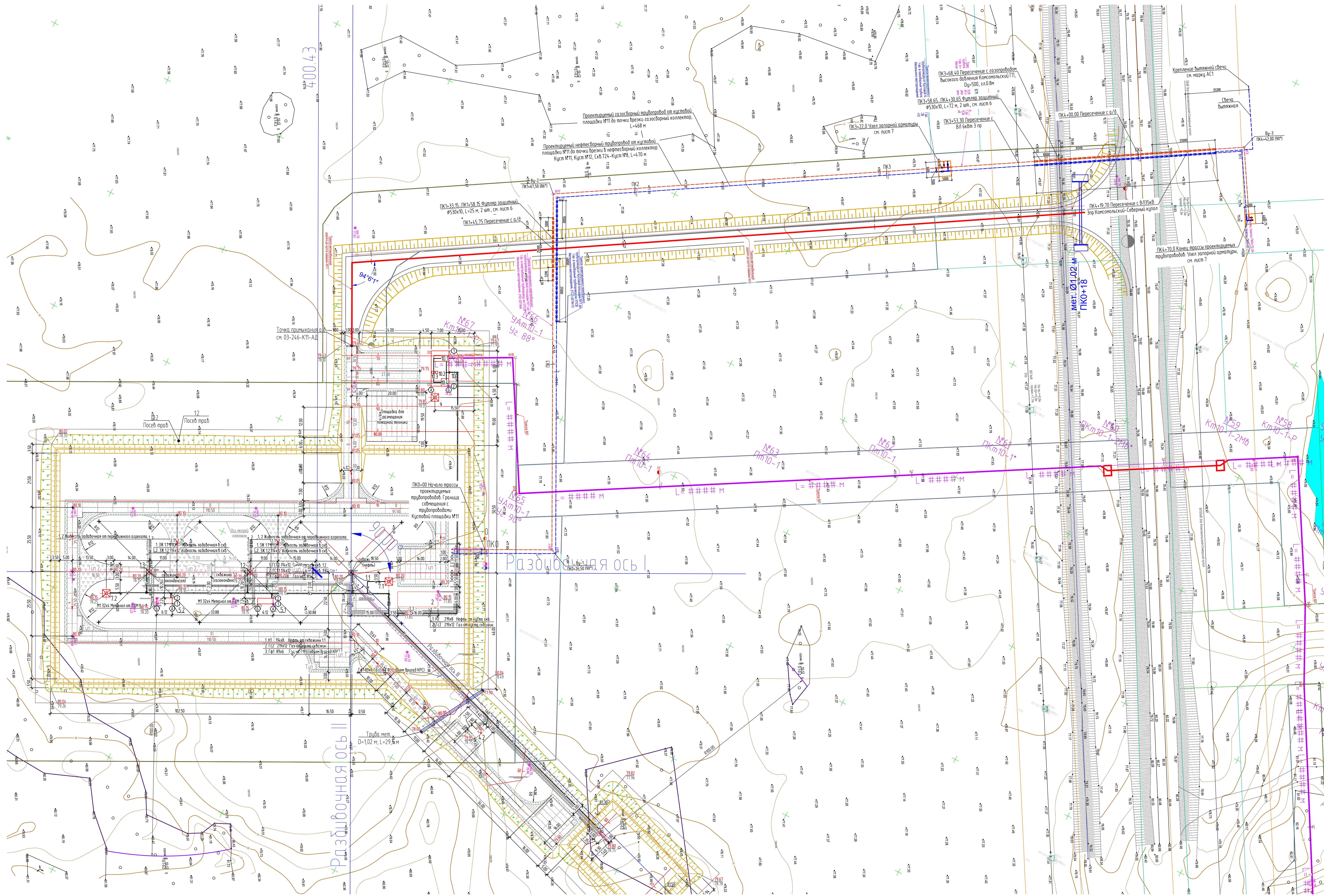


1. Категория пожарной и взрывопожарной опасности - АН, класс взрывоопасной зоны - 2 согласно Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

03-246-К11-ТР1.ГЧ					
Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникаций					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Мурашов				07.23
Проверил	Мусагалиева				07.23
Технологические решения				Стадия	Лист
				п	1
Н.контр. ГИП				Суслова Колпелов	07.23
Схема технологическая куста №11				000 "СКБ НТМ"	



План линейных трубопроводов



1. Инженерные изыскания 03-246-ИИ, выполнены ООО «СКБ НТИ» в августе-сентябре 2023 г.

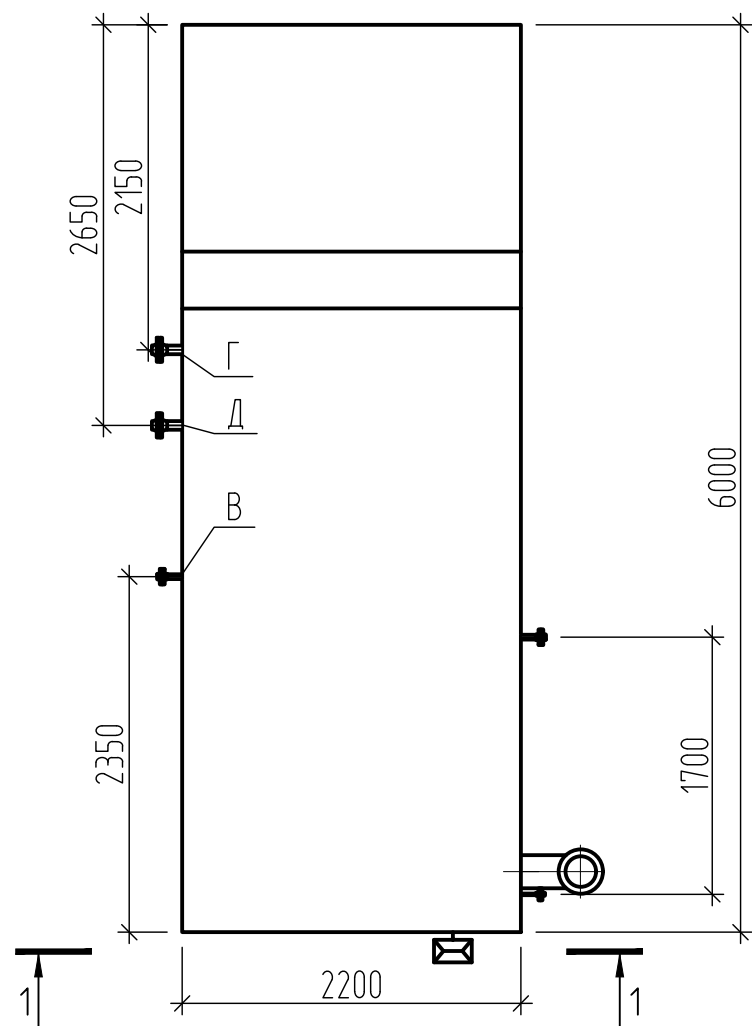
Служебные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
	Трубопровод сырого газа до редукторной
	Металл
	Жидкость заводочная
	Трубопровод нефтяной
	Трубопровод газа на ГФУ (объем бригад КРС)

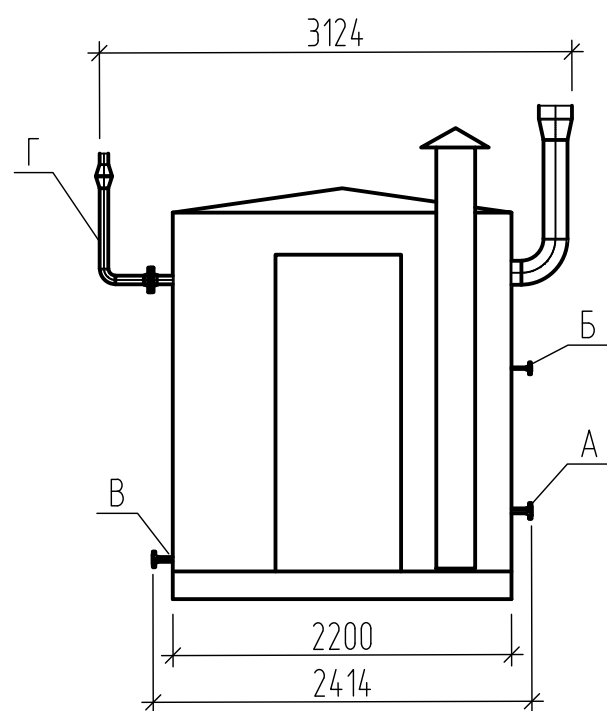
03-246-К11-ТР1ГЧ			
Кустовая площадка М11 известкового лицензионного участка с коридором коммуникации			
Масштаб	Дата	Лист	Издание
1:500	08.23	2	1
Автор	С.И.Иванов	08.23	000 "СКБ НТИ"
Провер.	К.И.Иванов	08.23	
Инженер	С.И.Иванов	08.23	План кустовой площадки и линейных трубопроводов



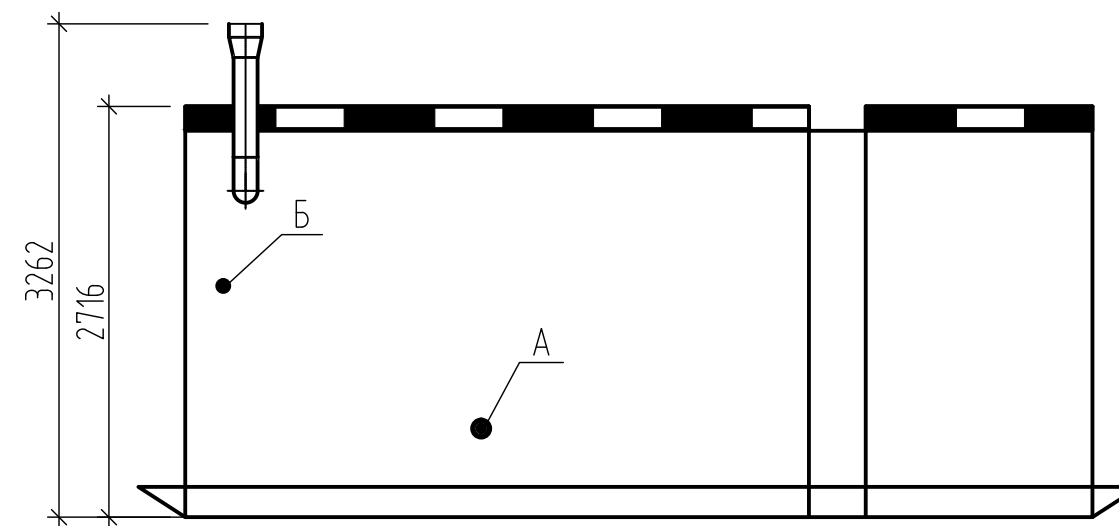
План (1:50)



1-1(1:50)



2-2(1:50)



Экспликация штуцеров

Обозначение	Наименование	Проход условный, Dп мм	Кол-во, шт
А	Вход реагента	32	1
Б	Выход реагента	10	1
В	Дренаж бака	32	1
Г	Дренаж пола	50	1
Д	Заливная горловина	50	1

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1. Строительные конструкции показаны условно.

						03-246-K11-TP1.G4			
						Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Плаксин			<i>Plaksin</i>	07.23		п	3	
Проверил	Мусагалиева			<i>Musagalieva</i>	07.23				
Н.Контр.	Сулова			<i>Sulova</i>	07.23	Блок дозирования метанола (БДМ-1...2), поз.5.1..5.2	ООО "СКБ НТМ"		



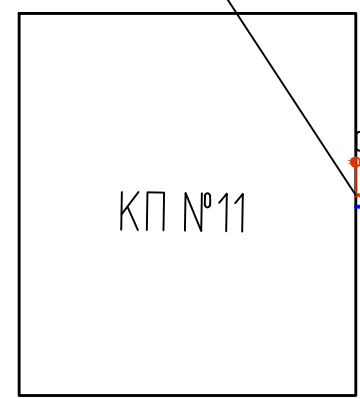
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПК0+00 Начало трассы проектируемых трубопроводов. Граница совмещения с трубопроводами Кустовой площадки №11



Проектируемый газосборный трубопровод 219x14 от кустовой площадки №11 до точки врезки газосборный коллектор, L=468 м

Проектируемый нефтесборный трубопровод 219x8 от кустовой площадки №11 до точки врезки в нефтесборный коллектор Куст №11, Куст №12, Скв.724-Куст №8, L=470 м

ПК3+68,40 Пересечение с газопроводом высокого давления Комсомольский ГП, Ду=500, гл.0.8м

ПК3+58,65...ПК4+30,65 Футляр защитный, Ø530x10, L=72 м, 2 шт., см. лист 6

ПК3+22,0 Узел запорной арматуры см. лист 7

Крепление вытяжной сбечи см. марку АС1

Сбеча вытяжная

ПК4+00,00 Пересечение с а/д

Вы-3 ПК4+42,00 (90°)

Вы-2 ПК1+67,50 (86°)

ПК1+33,15...ПК1+58,15 Футляр защитный, Ø530x10, L=25 м, 2 шт., см. лист 6

ПК1+45,75 Пересечение с а/д

ПК3+53,30 Пересечение с ВЛ 6кВм 3 пр

ПК4+19,70 Пересечение с ВЛ35кВ 3пр Комсомольский-Северный купол

ПК4+70,0 Конец трассы проектируемых трубопроводов. Узел запорной арматуры, см. лист 7

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
	Кустовая площадка №11
	Проектируемый газосборный трубопровод
	Проектируемый нефтесборный трубопровод
	ВЛ существующая
	Газопровод существующий
	Автодорога существующая

03-246-К11-ТР1.ГЧ					
Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникаций					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Мурашов				07.23
Проверил	Мусагалиева				07.23
Технологические решения				Стадия	Лист
				п	4
Н.контр. Сусллова					07.23
Схема внутрипромысловых трубопроводов				ООО "СКБ НТМ"	