

**Общество с ограниченной ответственностью
«НИИЗПРОЕКТ»**

Юридический адрес: 628605, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Нижневартовск, улица 60
лет Октября, дом 76, кв.39
ИНН 8603232126, КПП 860301001, ОГРН 1188617002001, ОКПО 25337309
Тел.: (3466)69-03-79, Email: saproect@mail.ru

Экз.№ _____

**КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА №14 (СКВ. №315, №316), КРЕЩЕНСКО-
ГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРом КОММУНИКАЦИЙ**

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 2 «Промысловые трубопроводы»

34-2020-ИОС7.2

Том 5.7.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Нижневартовск, 2020

Общество с ограниченной ответственностью

«НИИЗПРОЕКТ»

Юридический адрес: 628605, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра, город Нижневартовск, улица 60 лет Октября, дом 76, кв.39
ИНН 8603232126, КПП 860301001, ОГРН 1188617002001, ОКПО 25337309
Тел.: (3466)69-03-79, Email: saproect@mail.ru

Заказчик – ООО «Пурнефть»

КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА №14 (СКВ. №315, №316), КРЕЩЕНСКОГО МЕСТОСТОРОЖДЕНИЯ С КОРИДОРом КОММУНИКАЦИЙ

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 2 «Промысловые трубопроводы»

34-2020-ИОС7.2

Том 5.7.2

Генеральный директор

С.А. Мурзин

Главный инженер проекта

Т.А. Шайхутдинов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Нижневартовск, 2020

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
34-2020-ИОС7.2.С	Содержание тома	
34-2020-ИОС7.2.ТЧ	Текстовая часть	
	Графическая часть	
34-2020-ИОС7.2.ГЧ	Лист 1 Схема технологическая	
34-2020-ИОС7.2.ГЧ	Лист 2 Узел 1	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

34-2020- ИОС7.2.С

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подп.	Дата
Разработал		Исаева			14.04.20
Нач. отдела		Халявина			14.04.20
Н.контроль		Ерофеева			14.04.20
ГИП		Шайхутдинов			14.04.20

Содержание тома

Стадия Лист Листов

П 1

ООО «НИИЗПРОЕКТ»

Содержание

1	Краткие характеристики участка строительства	5
1.1	Топографические, инженерно-геологические, гидрогеологические, метеорологические и климатические условия участка строительства	5
1.2	Особые природно-климатические условия земельного участка.....	8
1.3	Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта	13
1.4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	14
2	Категория и класс линейного объекта	18
3	Проектная мощность линейного объекта	20
4	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	21
5	Перечень мероприятий по энергосбережению	23
6	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	24
7	Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	25
8	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	26
9	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	30
10	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость	31
11	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	34
12	Промысловые трубопроводы.....	35
12.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта.....	35
12.1.1	Основные технические решения	35
12.1.2	Монтаж и испытание трубопроводов	37
12.1.3	Контроль сварных соединений.....	39

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал		Исаева			19.06.19
Нач. отдела		Халаявина			19.06.19
Н. контр.		Ерофеева			19.06.19
ГИП		Шайхутдинов			19.06.19

«Технологические решения»
«Промысловые трубопроводы»

Стадия	Лист	Листов
П	1	88
ООО «НИИЗПРОЕКТ»		

12.1.4 Защита трубопровода от коррозии..... 40

12.1.5 Контроль качества и операционный контроль 42

12.1.6 Планировочные решения по отсыпке площадок узлов 43

12.1.7 Заземление и молниезащита 43

12.1.8 Консервация трубопроводов..... 44

12.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода..... 45

12.3 Характеристика параметров трубопровода..... 45

12.4 Обоснование диаметра трубопровода..... 46

12.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении..... 47

12.6 Описание системы работы клапанов-регуляторов 48

12.7 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок 48

12.8 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации 48

12.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов 48

12.10 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них 49

12.11 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий..... 50

12.12 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием..... 50

12.13 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности..... 51

12.14 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды 52

12.15 Описание системы управления технологическим процессом..... 52

12.16 Описание системы диагностики состояния трубопровода..... 52

12.17 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой..... 55

12.18 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению 55

12.19 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями 55

12.20 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)..... 55

12.20.1 Характеристика опасных веществ..... 56

12.20.2 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов 59

12.20.3 Перечень мер по предотвращению аварийных выбросов 59

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

(сбросов)..... 59

12.21 Оценка возможных аварийных ситуаций..... 60

12.22 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон 60

12.23 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий 62

12.23.1 Мероприятия по предотвращению аварийных разливов нефти 62

12.23.2 Мероприятия по локализации аварийных разливов нефти 63

12.23.3 Мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти 63

12.24 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода 64

12.24.1 Прокладка трубопроводов при пересечении коридоров коммуникаций 67

12.24.2 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги 67

12.24.3 Пересечение трубопроводов с линиями электропередачи и воздушных коммуникаций..... 68

12.25 Обоснование безопасного расстояния от оси промышленного трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении промышленного трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами 68

12.26 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов 69

12.27 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод 69

12.28 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок 70

12.29 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам 70

12.30 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета 72

12.31 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода 76

12.32 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации) 76

12.33 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, описание конструкций фундаментов, опор, системы молниезащиты, а также мер по защите конструкций от коррозии 77

12.34 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов 77

12.35 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных 77

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

участках	77
12.36 Описание конструктивных решений при прокладке	78
трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках,	78
где наблюдаются осыпи, оползни, участках подверженных эрозии, при	78
пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых	78
и средних рек	78
12.37 Описание принципиальных конструктивных решений	79
балластировки трубы	79
12.38 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на	79
берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов	79
12.39 Описание мероприятий и обоснование проектных решений,	79
направленных на предотвращение несанкционированного доступа на	79
объект физических лиц, транспортных средств и грузов	79
12.40 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности	81
13 Перечень сокращений, условных обозначений, символов,	85
единиц и терминов	85
14 Перечень технических регламентов и нормативных	86
документов	86
Приложение А Расчетная гидравлическая схема нефтегазосборных трубопроводов Покамасовского месторождения нефти.	88

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

1 Краткие характеристики участка строительства

В административном отношении участок работ расположен в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Крещенского месторождения.

Ближайшие населенные пункты к участку изысканий: поселок Пурпе в 30,9 км юго-восточнее; город Губкинский в 35 км южнее.

Административный центр Пуровского района – город Тарко-Сале расположен в 62,5 км от участка изысканий.

По объекту «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» предусматривается строительство нефтегазопровода согласно заданию на проектирование.

Таблица 1.1 – Основные параметры промысловых трубопроводов

Наименование участка	Диаметр	Протяженность, м	Арматурные узлы	Примечание
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159х8	1336	Узел 1 - подключение к сущ. трубопроводу DN150 сущ. арматурного узла	На ДНС-2

Промысловые трубопроводы запроектированы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Таблица 1.2 – Подключение проектируемого трубопровода

Наименование участка	Начало трассы	Конец трассы
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	Обвалование куста скважин №14	Узел 1 - подключение к сущ. УЗА №10

1.1 Топографические, инженерно-геологические, гидрогеологические, метеорологические и климатические условия участка строительства

В административном отношении участок работ расположен на Усть-Пурпейском лицензионном участке ООО «Пурнефть» в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ближайшим населенным пунктом является п. Пурпе, расположенный на расстоянии 33 км северо-западнее участка работ по воздушной прямой от объекта изысканий.

Проектируемые объекты расположены на землях лесного фонда, находящихся в ведении Таркосалинского лесничества, Пурпейского участкового лесничества.

Лицензия на Усть-Пурпейский участок с целью геологического изучения и разработки залежей углеводородов выдана в 1993 году сроком действия до 2018 г. Срок действия лицензии может быть продлен на основании ст. 10 Закона РФ «О недрах». Месторождения в пределах участка находятся в промышленной разработке.

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

Район изысканий приурочен к плоско-волнистой равнине, рельеф которой представляет собой заболоченную и заозеренную территорию. Густота расчленения рельефа долинами, балками, ложбинами, оврагами - слабая, озерное расчленение более сильное.

Согласно физико-географическому районированию Тюменской области (авторы Н.А. Гвоздецкий, А.Е. Криволуцкий, А.А. Макунин), изыскиваемый объект находится в лесной равнинной широтно-зональной области Южно-Надым-Пурской провинции, которая расположена в пределах северо-таежной подзоны и представляет собой плоскую заболоченную равнину.

Согласно схемы инженерно-геологического районирования Западно-Сибирской плиты, участок проведения работ относится к зоне островного распространения многолетнемерзлых пород, район изысканий представляет собой область крупных речных долин, сложенных аллювиальными и верхнечетвертичными отложениями.

В геоморфологическом отношении исследуемая территория находится в области ступенчатых морских равнин Западно-Сибирской низменности, прорезанных террасовыми долинами рек. Формирование основных черт современного рельефа связано с новейшими тектоническими движениями, обусловившими неоднородные морские трансгрессии и регрессии, а также с последующей эрозионно-аккумулятивной деятельностью рек.

Грунтовые воды вскрыты на глубине от 1,6 до 2,3 м абсолютные отметки 67.77-73.73 мБС (март 2020 г). Установившийся уровень на от 1,5 до 2,1 м абсолютные отметки 67.87-73.82 мБС (март 2020 г). Уровень подземных вод подвержен сезонным колебаниям с минимальными отметками в конце зимы и максимальным подъемом в весенне-летний период от 0,5 до 1,0 м относительно замеренного в период проведения изысканий, с залеганием с поверхности.

На территории изысканий распространены следующие типы ландшафтов: болота и заболоченные участки.

Гидрографическая сеть района изысканий представлена ближайшими к кустовой площадке №14 поверхностным водотоком левобережья нижнего течения р. Пурпе (левой составляющей р. Пур) – ручей б/н левосторонний приток р. Холокуяха (левым притоком первого порядка р. Пурпе), и левым притоком первого порядка верхнего течения р. Пур –р. Хыльмигьяха. Так же район работ расположен в районе р. Пальникьяха (правобережный приток р. Южн. Тыдыотта, как левая составляющая р. Пур).

Согласно геоботаническому районированию Тюменской области, проектируемый объект расположен на Западно-Сибирской равнине, в лесной зоне, подзоне северной тайги. В пределах Верхне-Надымско-Пуровских мерзлых бугристых болот и сосново-лиственничных приречных редкостойных лишайниковых и кустарничково-зеленомошных лесов и редколесий.

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

По климатическим характеристикам согласно ГОСТ 16350-80 территория района изысканий относится к I2 холодному району.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Климатическая характеристика территории составлена по данным наблюдений метеорологической станции Тарко-Сале.

Среднегодовая температура воздуха – минус 5,9 °С.

Абсолютный минимум температуры воздуха – минус 55 °С.

Абсолютный максимум температуры воздуха – плюс 36 °С.

Температура наиболее холодной пятидневки Р=0,92 минус 47 °С.

Температура наиболее холодных суток Р=0,98 минус 54 °С.

Среднегодовая скорость ветра – 3,5 м/с.

Нормативное ветровое давление (СНиП 20.13330.2010, I район) – 0,23 кПа.

Толщина стенки гололеда b (СНиП 20.13330.2010, II район) – 15 мм.

Нормативная снеговая нагрузка (V район) – 2,5 кПа.

Дорожная сеть месторождения представлена автодорогами с капитальным типом покрытия и отсыпанными подъездными дорогами к объектам без покрытия. Производственная инфраструктура месторождения представлена кустовыми основаниями, внутрипромысловыми автомобильными дорогами, сетью трубопроводов и линий электропередачи к кустовым основаниям и промышленным технологическим площадкам.

Исследуемая местность испытывает антропогенную нагрузку, вызванную функционированием технических объектов нефтедобывающей и транспортной инфраструктуры.

Основные факторы техногенного воздействия – механические и технологические. Строительство сопутствующих сооружений жизнедеятельности человека может привести к разрушению дернового покрова, засорению территории строительными отходами, загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами, искусственному изменению рельефа местности при планировке.

По устойчивости к комплексному антропогенному воздействию территория относится к системе, обладающей низким потенциалом самовосстановления.

Характеристика ожидаемых воздействий объектов строительства на природную среду. Объекты изысканий относятся к промышленности и производству. Естественные условия окружающей среды будут нарушены вследствие промышленного освоения территории строительства. Экосистема будет модифицирована до природно-антропогенного состояния, в котором один или несколько компонентов изменены человеком.

Процессы техногенного преобразования природной среды будут распространены в пределах территории строительства трубопроводов и завершены по окончании работ (вырубка леса, снятие почвенно-растительного слоя, выемка грунта под траншею для трубы, отсыпка подъездов к участку строительства и прилегающей территории, формирование «обваловки» коммуникаций и пр.). Планировка рельефа в процессе строительства сформирует новый техногенно-измененный ландшафт, отсыпка (обваловка) территории приведет к формированию нового инженерно-геологического элемента – техногенного грунта. Техногенные воздействия на геологическую среду проявятся в виде статической нагрузки – уплотнения грунтов основания проектируемых сооружений. Ориентировочное время самоуплотнения грунтов составит 2-5 лет. Динамические нагрузки от объектов по завершении строительства осуществляться не будут. Сооруже-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

ния не будут влиять на подтопление или осушение прилегающей территории. При соблюдении технических норм и требований в процессе строительства и эксплуатации загрязнения грунтов не предвидятся, а также физические, химические, радиационные и другие воздействия на геологическую среду.

Опыт строительства сооружений в исследуемом районе показывает, что основными инженерно-геологическими причинами деформаций сооружений могут быть:

- наличие слабых болотных отложений торфа;
- наличие слабых глинистых грунтов с показателем текучести более 0,66;
- высокая обводненность территории;
- коррозионные свойства грунтов и грунтовых вод;
- пучинистые свойства грунтов.

В качестве средств инженерной защиты для предотвращения отрицательного воздействия природных процессов и явлений при строительстве и эксплуатации объектов рекомендуются следующие инженерно-технические мероприятия:

- выторфовка или пригрузка торфов;
- использование непучинистых грунтов для прямой и обратной засыпки;
- антикоррозионные мероприятия;
- проектирование на свайных фундаментах;
- мероприятия, направленные на снижение сил морозного пучения и деформации конструктивных элементов строящихся объектов;
- по окончании строительства провести рекультивацию почвы для исключения загрязнения почв, грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий;
- предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;
- при строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в почву, грунты, поверхностные и подземные воды.

Объекты проектирования:

Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10

Начало трассы – проектируемый куст скважин № 14. Конец трассы – узел задвижек №10 в районе куста скважин №8.

Общее направление трассы – северо-восточное, протяженность составила 1336 м.

Проектируемая трасса проходит по суходольному участку, частично покрытому хвойным лесом с высотой ствола до 6 м и частично моховой растительностью. Проектируемая трасса пересекает грунтовую дорогу и не имеет пересечений с существующими подземными и воздушными коммуникациями.

1.2 Особые природно-климатические условия земельного участка

В числе неблагоприятных физико-геологических процессов и явлений, в пределах рассматриваемой территории, следует отметить дальнейшее заболачи-

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 8

вание территории, сезонное промерзание и оттаивание грунтов, пучение грунтов деятельного слоя, подтопление территории паводковыми водами.

Тип, характер и интенсивность проявления процессов определяются составом поверхностных отложений, мерзлотными условиями и рельефом местности.

Заболачиванию территории способствуют климатические, геоморфологические и геокриологические условия: преобладание осадков над испарением, слабая дренированность из-за незначительных уклонов водораздельных поверхностей, высокий уровень стояния грунтовых и болотных вод.

По условиям питания болота относятся к низинному (эутрофному) и верховому (олиготрофному) типу. Низинные болота располагаются чаще в долинах рек, озерных котловинах, различных мелких депрессиях всех зон. Их питают грунтовые и поверхностные воды, содержащие большое количество питательных элементов. Верховые болота образуются на водоразделах и верхних террасах речных долин. Их питают атмосферные осадки, бедные минеральными веществами.

Пучинистость

Содержание тонкодисперсной фракции при влажности грунтов выше расчетного значения предопределяет пучинистые свойства грунтов. Такие грунты относятся к морозоопасным грунтам.

По относительной деформации пучения e_{fh} грунты подразделяют согласно таблице Б.27 п.2.19 ГОСТ 25100–2011. Данные по степени морозной пучинистости грунтов приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Степень морозной пучинистости грунтов

ИГЭ	Степень пучинистости, e_{fh} , %	Разновидность грунтов
2 - Торф коричневый твердомерзлый слабо-разложившийся льдистый атакситовой криотекстуры, в талом состоянии маловлажный (сезонно-мерзлый слой)	10,28	чрезмерно пучинистый
3а - Песок серый мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии маловлажный	6,67	среднепучинистый
3б - Песок серый мелкий средней плотности водонасыщенный	3,35	слабопучинистый
4 - Суглинок серый легкий песчанистый тугопластичный	6,53	среднепучинистый

Территория производства работ расположена в зоне сезонного промерзания грунтов, что при определенных условиях способствует развитию процессов морозного пучения.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Сезонное промерзание начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0°С в область отрицательных значений. Промерзание раньше начинается на лишенных почвенного покрова минеральных грунтах. Глубина промерзания обусловлена, в основном, литологическим составом поверхностного слоя, его предзимней влажностью, а также режимом снегонакопления. На оголенных, приподнятых поверхностях, откуда снег сдувается ветром, промерзание идет быстрее, в обводненных понижениях – медленнее.

Глубина промерзания зависит от мощности снежного покрова и грунтов, слагающих верхнюю часть разреза.

В зоне сезонного промерзания грунтов залегают торфы.

Нормативная глубина промерзания торфов 0,9 м.

При проектировании согласно СП 22.13330.2011 рекомендуется принять:

- Песок мелкий 2,58 м;
- Суглинок, супесь 2,12 м.

Нарушение снежного покрова при инженерной деятельности, увеличение влажности грунтов в период строительства и наличие на данной территории морозоопасных грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения.

Засоленные, набухающие, просадочные и многолетнемерзлые грунты на участке изысканий не встречены.

Подтопление территории

На участках распространения грунтов с уровнем подземных вод менее 3 м и в районе распространения болотных вод, согласно СП 22.13330.2016, п.5.4.8, СП 50-101-2004 п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории.

Согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) район распространения болотных вод и суходольный участок с грунтовыми водами залегающие выше 3 м, по критериям типизации территории по подтопляемости, территорию изысканий можно условно отнести:

- по наличию процесса подтопления, к подтопленной;
- по условиям развития процесса к подтопленной в естественных условиях;
- по времени развития процесса к сезонно (ежегодно) подтапливаемой.

На участках, где подземные воды не встречены, либо залегают глубоко (более 3 м), согласно СП 22.13330.2016, п.5.4.8, СП 50-101-2004 п.5.4.8 территория по характеру подтопления относится к неподтопленной.

Согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) суходольные участки с глубиной залегания грунтовых вод ниже 3 м, по критериям типизации территории по подтопляемости территорию изысканий можно условно отнести:

- по наличию процесса подтопления - к подтопленным;
- по условиям развития процесса - к подтопленным в естественных условиях;
- по времени развития процесса - к сезонно (ежегодно) подтапливаемым.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

По характеру техногенного воздействия застраиваемые территории, согласно п.5.4.9 СП 22.13330.2016, п.5.4.9 СП 50-101-2004 подразделяются на потенциально подтопляемые территории.

В соответствии с СП 115.13330.2016 (приложение Б) район изысканий относится к весьма опасной категории по подтоплению.

Для предотвращения отрицательного воздействия проектируемых сооружений на инженерно-геологические и гидрогеологические условия, необходимо предусмотреть комплекс инженерно-технических мероприятий по преобразованию существующего рельефа, обеспечить технические требования на взаимное высотное и плановое размещение сооружений, отвод атмосферных осадков, защиты от затопления паводковыми водами и подтопления поверхностными водами с прилегающих земель

Сейсмичность территории

Среди эндогенных геодинамических процессов наибольшее значение имеют неотектоника, современные движения земной поверхности, естественная и вызванная сейсмоактивность, воздействие нефтедобычи на перераспределение гидростатических напоров и миграции флюидов по разрезу. По сейсмическому районированию, в соответствии со СП 14.13330.2018 и ОСР-97, сейсмическая интенсивность района, при сейсмической опасности А(10 %), В(5 %), С(1 %), составляет 5 баллов. Согласно СП 14.13330.2018 район производства изысканий не сейсмичный.

Согласно СП 115.13330.2016 категория сложности природных условий сложная, категория опасности природных процессов по пучинистости грунтов на участке производства работ опасная, по подтоплению опасная, по землетрясениям относится к умеренно-опасной; набухающие грунты и процессы термокарста на участке изысканий не выявлены.

Строительство может привести к разрушению дернового покрова, засорению территории строительными отходами, загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами, искусственному изменению рельефа местности при планировке.

В процессе строительства для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности рекомендуем провести следующие мероприятия:

По окончании работ для исключения загрязнения грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий:

- Предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;
- При строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в грунты, поверхностные и подземные воды

Среди специфических грунтов на территории изысканий выделены:

- техногенные грунты;
- органические грунты.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Техногенные грунты

Техногенные грунты представлены насыпными песчаными отложениями, слагающие полотно существующей автодороги.

По гранулометрическому составу пески мелкие, по степени водонасыщения – от средней степени водонасыщения до насыщенного водой ($S_r=0,75$ д.ед.), по коэффициенту пористости – средней плотности ($e=0,617$).

Насыпной грунт по однородности состава и сложения характеризуется как планомерно возведенные насыпи, по степени уплотнения от собственного веса – слежавшийся, возраст отсыпки более 5 лет. Мощность насыпных грунтов составила 0,6-3,0 м.

Насыпной грунт характеризуется как природный, перемещенный, минеральный и несвязанный грунт. Перемещение грунта осуществлялось в процессе строительных работ. Способ укладки – отсыпка грунтом.

Расчетное сопротивление насыпных грунтов R_0 согласно СП 22.13330.2016, составляет для песков мелких влажных – 200.

Отсыпка выполнена на органоминеральный грунт (торф) и на минеральный грунт, суглинок.

Органические грунты

Современные органические грунты представлены болотными отложениями торфа.

Торф залегает с поверхности рельефа территории изысканий.

Болотные отложения представлены торфами слаборазложившимися избыточно влажными, среднеразложившимися, очень влажными.

Исследования прочностных свойств торфов выполнялось в полевых условиях методом вращательного среза в массиве (по ГОСТ 20276-2012) сдвигометром крыльчаткой (СК-8). Частные значения максимальных сопротивлений торфа вращательному срезу приведены в приложении К.

Согласно п. 9.1 СП 86.13330.2011 тип болот по характеру передвижения строительной техники – 3-й, в районе распространения торфов слаборазложившихся, и 2-й тип в районе распространения торфов среднеразложившихся.

Типы торфяного основания (согласно ВСН 51-3-85 Приложение 5) – тип В (торф слаборазложившийся), тип Б (торф среднеразложившийся), тип А (торф сильноразложившийся погребенный).

По типу прочности болотные грунты (согласно ВСН 26-90 таблица 2.7) относятся к 3А типу (торф слаборазложившийся), 2 типу (торф среднеразложившийся), 1А – торф сильноразложившийся, погребенный.

Тип болота (согласно ВСН 26-90 таблица 2.6) относятся к II типу и III – А типу.

Инженерно-геологические особенности торфов весьма специфичны и в целом неблагоприятны для строительства. Торф обладает высокой влажностью, водопроницаемостью, значительной пористостью и, как следствие этого, очень сильной сжимаемостью. Физические свойства торфа зависят от степени разложения и влажности. Пористость, сжимаемость, водопроницаемость снижается по мере возрастания степени разложения, и растут с увеличением влажности.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Неоднородность строения торфяной залежи может привести к значительным неравномерным осадкам возводимых на них сооружениях.

Нефтепровод к. 14 – узел запорной арматуры №10

Начало трассы – проектируемая площадка куста скважин №14, конец трассы – узел запорной арматуры №10 в районе кустовой площадки №8.

Общее направление трассы – северо-восточное. Проектируемая трасса проходит по суходольному участку, частично покрытому хвойным лесом с высотой ствола до 6 м и частично моховой растительностью. Проектируемая трасса пересекает грунтовую дорогу и не имеет пересечений с существующими подземными и воздушными коммуникациями.

Абсолютные отметки по трассе меняются от 69,60 м до 75,63 м. Характер рельефа равнинный, с углами наклона поверхности менее 1°.

Инженерно-геологический разрез территории прохождения трассы подробно изучен до глубины 15,0 м и представлен следующими разновидностями грунтов.

В разрезе выделены 1 слой и 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

- 0 Почвенно-растительный слой (сезонно-мерзлый слой)
- 2 Торф коричневый твердомерзлый слаборазложившийся льдистый атакситовой криотекстуры, в талом состоянии маловлажный (сезонно-мерзлый слой)
- 3а Песок серый мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии маловлажный (сезонно-мерзлый слой)
- 3б Песок серый мелкий средней плотности водонасыщенный
- 4 Суглинок серый легкий песчанистый тугопластичный

1.3 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта

Крещенское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В геологическом строении мезо-кайнозойского платформенного чехла участвуют верхнеюрские и нижнемеловые отложения, палеогеновые и четвертичные.

К нижнемеловым и верхнеюрским породам приурочены продуктивные скопления углеводородов на глубинах от 1250 до 3200 м. Отложения верхнего мела представлены кварцевыми песками с прослоями глин. В кровле сеноманского яруса сосредоточены запасы газа.

Геологический разрез на глубину до 10 метров большей частью сложен мелкими песками с прослоями пылеватых и песков средней крупности. В песчаной толще иногда встречаются включения гальки до 5, реже до 10 %. Центральной части площади пески на глубине 3-4 м замещаются суглинками. Суглинки зеленовато-серого цвета от тугопластичной до текучей консистенции. Большая часть минеральных образований находится в талом состоянии.

Проектируемая трасса проходит по суходольному участку, частично покрытому хвойным лесом с высотой ствола до 6 м и частично моховой растительно-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

стью. Проектируемая трасса пересекает грунтовую дорогу и не имеет пересечений с существующими подземными и воздушными коммуникациями.

По материалам полевых, опытных и лабораторных исследований грунтовая толща сложена следующими инженерно-геологическими элементами:

В разрезе выделены 1 слой и 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

- 0 Почвенно-растительный слой (сезонно-мерзлый слой)
- 2 Торф коричневый твердомерзлый слаборазложившийся льдистый атакситовой криотекстуры, в талом состоянии маловлажный (сезонно-мерзлый слой)
- 3а Песок серый мелкий твердомерзлый льдистый массивной криотекстуры, в талом состоянии маловлажный (сезонно-мерзлый слой)
- 3б Песок серый мелкий средней плотности водонасыщенный
- 4 Суглинок серый легкий песчанистый тугопластичный

Биогенные болотные отложения встречены на всем изучаемом объекте изысканий. Болотные отложения (bQIV) представлены торфом от слаборазложившегося до среднеразложившегося. На переходах через дороги, под насыпным грунтом встречен торф сильноразложившийся.

Насыпные грунты встречены на переходах через автомобильные дороги.

Проектируемая трасса пересекает грунтовую дорогу и не имеет пересечений с существующими подземными и воздушными коммуникациями.

Разделение грунтов на инженерно-геологические элементы выполнено с учетом их возраста, происхождения и номенклатурного вида. Классификационные признаки номенклатурных видов грунтов приняты в соответствии с ГОСТ 25100-2011.

Нефтепровод к. 14 – узел запорной арматуры №10

Начало трассы – проектируемая площадка куста скважин №14, конец трассы – узел запорной арматуры №10 в районе кустовой площадки №8.

Общее направление трассы – северо-восточное. Проектируемая трасса проходит по суходольному участку, частично покрытому хвойным лесом с высотой ствола до 6 м и частично моховой растительностью. Проектируемая трасса пересекает грунтовую дорогу и не имеет пересечений с существующими подземными и воздушными коммуникациями.

Абсолютные отметки по трассе меняются от 69,60 м до 75,63 м. Характер рельефа равнинный, с углами наклона поверхности менее 1°.

Рельеф плосковолнистый, в понижениях встречены болотные отложения.

Инженерно-геологический разрез территории прохождения трассы подробно изучен до глубины 15,0 м и представлен следующими разновидностями грунтов.

1.4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Крещенское месторождение расположено в северо-западной части Западно-Сибирской плиты. В ее строении выделяется кристаллический фундамент и

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

платформенный чехол. Мезозойско-кайнозойский платформенный чехол плиты начинается с поздне триасовых и ранне-среднеюрских отложений и ложится на фундамент, в котором выделяется два структурных этажа. Нижний, или складчатый, представлен метаморфизо-ванными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузиями различного состава и возраста. Верхний этаж фундамента слагается формациями межгорных и наложенных впадин позднего палеозоя и раннего-среднего триаса, мощность которых составляет 1,5 – 2,0 км.

В мезозое и палеогене территория отличалась высокой активностью проявления тектонических движений. Особая активность тектонических движений приходилась на поздний триас-юру, частично начало палеоцена и конец эоцена, когда здесь шло формирование крупных высокоамплитудных линейных валобразных поднятий и обширных впадин.

Для оценки гидрогеологических условий строительства большое значение имеют особенности подземных вод приповерхностной части разреза, в частности первых от поверхности водоносных горизонтов, находящихся в зоне взаимодействия проектируемых сооружений.

Гидрогеологические особенности района работ определяются современным состоянием грунтов верхней части разреза. В верхней части комплекса (в пределах зоны влияния проектируемых сооружения) на период производства полевых работ (апрель 2019 г) подземные воды приурочены к грунтовым и болотным отложениям. Режим вод меняется в зависимости от времени года и количества выпавших атмосферных осадков.

Уровень подземных вод подвержен сезонным колебаниям с минимальными отметками в конце зимы и максимальным подъемом в весенне-летний период от 0,5 до 1,0 м относительно замеренного в период проведения изысканий, с залеганием с поверхности.

Разгрузка подземных вод осуществляется в реки и ручьи. Режим подземных вод находится в прямой зависимости от выпадающих осадков. В водообильные годы, паводковый период и при дополнительном замачивании грунтов при дальнейшем освоении территории на данных глубинах возможен подъем грунтовых вод на уровне установления которой может подниматься на 1,0 м.

Прогноз подтопления.

На участках распространения грунтов с уровнем подземных вод менее 3 м и в районе распространения болотных вод, согласно СП 22.13330.2016, п.5.4.8, СП 50-101-2004 п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории.

Согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) район распространения болотных вод и суходольный участок с грунтовыми водами залегающие выше 3 м, по критериям типизации территории по подтопляемости, территорию изысканий можно условно отнести:

- по наличию процесса подтопления, к подтопленной;
- по условиям развития процесса к подтопленной в естественных условиях;

Согласовано					
Изм. № подл.					
Подп. и дата					
Взам. Инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

– по времени развития процесса к сезонно (ежегодно) подтапливаемой.
На участках, где подземные воды не встречены, либо залегают глубоко (более 3м), согласно СП 22.13330.2016, п.5.4.8, СП 50-101-2004 п.5.4.8 территория по характеру подтопления относится к неподтопленной.

Согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) суходольные участки с глубиной залегания грунтовых вод ниже 3 м, по критериям типизации территории по подтопляемости территорию изысканий можно условно отнести:

- по наличию процесса подтопления - к подтопленным;
- по условиям развития процесса - к подтопленным в естественных условиях;
- по времени развития процесса - к сезонно (ежегодно) подтапливаемым.

По характеру техногенного воздействия застраиваемые территории, согласно п.5.4.9 СП 22.13330.2016, п.5.4.9 СП 50-101-2004 подразделяются на потенциально подтопляемые территории.

Прогноз изменения гидрогеологических условий.

Уровень вод не будет повышаться, вследствие их разгрузки. Уклон поверхности направлен в сторону реки, следовательно, разгрузка вод будет протекать в речку без названия и р.Пеньковский Еган. В связи с этим территория будет не подтопляемая, кроме заболоченной части, поймы реки.

Точный прогноз максимальных уровней в современных условиях без стационарных наблюдений не возможен (продолжительность цикла наблюдений в соответствии с п.5.4.11 СП 50-101-2004 составляет 1 год).

Гидрогеологические условия и состав подземных вод могут изменяться в результате вертикальной планировки местности и освоения территории. Степень минерализации и химический состав подземных вод может существенно изменяться в связи с попаданием в них промышленных и сточных вод. В результате этого ранее неагрессивные воды могут стать после освоения территории агрессивными, что следует учитывать при проектировании.

Коэффициенты фильтрации глинистых грунтов проводились согласно п.3 ГОСТ 25584-90 с использованием прибора КПр-1М.

По химическому составу подземные воды – хлоридно-гидрокарбонатная калиево-натриевая.

По категории опасности природных процессов территория изысканий относится к весьма опасным по подтоплению территории, умеренно опасным по сейсмичности, к весьма опасным по пучению, согласно СНиП 22-01-95 (приложение Б).

По химическому составу подземные воды – хлоридно-гидрокарбонатная калиево-натриевая.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3) степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на бетон:

- по бикарбонатной щелочности – слабоагрессивная;
- по водородному показателю – слабоагрессивная;
- по содержанию агрессивной углекислоты – слабоагрессивная;

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 16

- по содержанию магниальных солей (в пересчете на ион магния) - неагрессивная;
- по содержанию аммонийных солей, в пересчете на NH4 – неагрессивная;
- по содержанию едких щелочей (в пересчете на ионы натрия и калия) – неагрессивная;
- по суммарному содержанию хлоридов, сульфатов и нитратов - неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.4) по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8– неагрессивные.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.5) по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред для бетонов марок по водонепроницаемости W10-W20 – неагрессивные.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) содержание хлоридов не превышает максимально допустимую концентрацию в условиях воздействия жидких хлоридных сред на стальную арматуру железобетонных конструкций (марки бетона W6-W20).

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.2) грунтовые воды к арматуре железобетонных конструкций при постоянном погружении обладают неагрессивной степенью воздействия, при периодическом смачивании –неагрессивной.

Согласно СП 28.13330.2017, (таблица Х.3) грунтовые воды по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции являются среднеагрессивные по водородному показателю рН и по содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов, при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 500 °С и скорости движения до 1 м/с.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Х.5) степень агрессивного воздействия грунтов ниже уровня грунтовых вод на конструкции из углеродистой стали - слабоагрессивная.

Согласно РД 34.20.508 (таблица П11.2) коррозионная агрессивность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля, по показателю общей жесткости - высокая.

Согласно РД 34.20.508 (таблица П11.4) коррозионная агрессивность грунтовых вод к алюминиевой, по содержанию хлора и железа – средняя.

Согласовано		
	Инд. № подл.	
	Подп. и дата	
	Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 17

2 Категория и класс линейного объекта

Необходимый уровень конструктивной надежности промышленных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и его участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначение и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на него нагрузки.

Промысловый трубопровод запроектирован в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 6.2, исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла, производится классификация транспортируемых продуктов:

Категория продукта, транспортируемого по нефтегазопроводу и нефтегазосборным сетям – 7.

Класс проектируемого нефтегазопровода определен в соответствии с п. 7.1.2 ГОСТ Р 55990-2014: трубопроводы II класса (трубопроводы номинальным диаметром свыше DN150 до DN300 включительно).

Категория проектируемого трубопровода в зависимости от его назначения определена согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п. 7.1.5 и таблица 3).

Таблица 2.1 - Категория и класс проектируемого трубопровода

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Класс транспортируемых продуктов	Класс трубопровода	Категория трубопровода	Категория участка трубопровода
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159x8	7	II	H1	C

При чередовании участков трубопроводов различных категорий по трассе до 300 м и на всем участке чередования необходимо принимать более высокую категорию (п.7.1.7 ГОСТ Р 55990-2014).

Промысловый трубопровод и его участки подразделяются на категории, которые определяются их назначением и характеризуются объемом неразрушающего контроля сварных соединений и величиной испытательного давления.

Категория участков промышленных трубопроводов определяется по условиям прокладки, в зависимости от категории трубопровода и в соответствии с п.7.1.6 и таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 2.2– Категория участков проектируемого трубопровода

Наименование участка	Категория участка
Нефтегазопровод	
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки по 250 м примыкающие к ним	С
Переходы через автомобильные подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	С

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

19

3 Проектная мощность линейного объекта

Таблица 3.1 – Проектная мощность промышленных трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки, мм	Проектная мощность, м ³ /сут.
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159x8	500

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

20

4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Проектной документацией предусматривается строительство нефтегазопровода. Принята герметичная система транспорта продукции скважин.

Основными критериальными характеристиками конструкции трубопровода являются:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий, теплоизоляции, балластирующих устройств и др.), которые определяются соответствием их требованиям действующих норм, ГОСТ, ТУ на эти изделия;
- надежность трубопровода при заданных условиях эксплуатации по давлению и температуре, которая определяется соответствием принятых конструктивных решений трубопроводов (толщина стенки трубопровода, глубина заложения, радиусы изгиба, изоляционные покрытия и т.д.) требованиям действующих норм;
- безопасность, в т.ч. пожарная, которая определяется назначением соответствующих безопасных расстояний от нефтегазосборного трубопровода до зданий и сооружений, находящихся в зонах прохода трубопровода;
- качество строительства, которое определяется соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода, требованиям действующих норм;
- стабильность положения трубопровода в пространстве и во времени в течение всего срока эксплуатации;
- сохранность необходимого уровня коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации, которая обеспечивается поддержанием параметров, определяющих защищенность трубопровода на требуемом уровне.

Использованы трубы, фасонные детали и трубопроводная арматура, изготавливаемые Российскими заводами и предприятиями.

Таким образом, применены оборудование, трубы и трубопроводная арматура, которые разработаны специализированными организациями и изготовлены заводами, имеющими длительный опыт работы. Трубопроводы и 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 соответ-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

5 Перечень мероприятий по энергосбережению

На линейной части промышленных трубопроводов энергопотребляющее оборудование не предусмотрено.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

23

6 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Вспомогательное оборудование, в том числе грузоподъемное оборудование, транспортные средства и механизмы для эксплуатации промышленных трубопроводов не предусмотрены.

Количество и тип оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта, предусмотрены в разделе «Проект организации строительства».

Согласовано		

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

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

24

7 Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Сведения о составе работников

Обслуживающим персоналом по проектируемому объекту в составе проекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» являются работники, входящие в штат ООО «Пур-нефть».

Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест, описание помещения для обогрева для нужд временно присутствующего персонала предусмотрены в разделе ИОС7.1 «Площадочные объекты» раздел 9.

Согласовано		

Взам. Инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

25

8 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Организация условий и охраны труда рабочих и служащих должны соответствовать разделу IX Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и специальной обувью. Каждое рабочее место должно быть снабжено аптечкой с необходимым набором медикаментов и перевязочных материалов. Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях. К проектируемым трубопроводам должна быть обеспечена возможность доставки людей, транспортных средств и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных работ. Перед производством работ должен быть проведен целевой инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

При работе в траншеях следует применять шланговый противогаз и спасательный пояс с сигнально-спасательной веревкой. На поверхности земли должны находиться не менее 2-х человек для постоянного наблюдения. При рубке металла, очистке трубопровода от старой изоляции и нанесении новой работающий должен пользоваться защитными очками и перчатками.

При обслуживании проектируемых сооружений необходимо учитывать, что трубопроводы эксплуатируются под высоким давлением и представляют большую опасность при разгерметизации. Персонал, участвующий при испытаниях оборудования и трубопроводов, должен находиться в безопасных местах на случай разрыва швов и отрыва заглушек. Осмотр трубопровода разрешается производить только после снижения давления до рабочего, а устранение неисправностей – после полного снятия его. Все работы по профилактическому обслуживанию разрешается проводить только в течение светового дня. При очистке трубопроводов необходимо применять инструменты (средства очистки), изготовленные из материалов, не дающих искр.

При выполнении работ обязательно предусматривается радио - телефонная связь и выдается письменное задание на производство работ.

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

На проектируемом объекте взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами является нефть и газ.

К опасным и вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при эксплуатации проектируемых объектов, относятся: повышенная загазованность, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны,

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 26

повышенные уровни шума и вибрации на рабочем месте, недостаточная его освещенность и др.

Эти факторы в основном обусловлены:

- необходимостью работы во взрыво- и пожароопасных зонах;
- необходимостью обслуживания трубопроводов, находящихся под давлением;
- наличием нефти и газа, представляющих опасность отравления людей, а при определенных условиях – опасность взрыва и пожара.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы. Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и утверждаться один раз в 3 года, а также при введении новых правил и норм. Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности проектируемых объектов и обеспечения безопасных условий труда разработан ряд мероприятий и требований безопасности:

- Технологический процесс на проектируемом объекте осуществляется по непрерывной схеме.
 - Арматурные узлы размещены на открытой площадке.
 - Принята герметичная система транспорта нефти и газа.
 - Подземная прокладка трубопроводов.
 - Соблюдение минимально-допустимых разрывов в коридоре коммуникаций.
 - Теплоизоляция трубопроводов и оборудования выполнена из негорючих материалов.
 - Управление технологическим процессом по добыче и транспорту нефти автоматизировано.
 - Обеспечено отсутствие постоянных выбросов в атмосферу.
 - Освобождение трубопроводов от жидких продуктов производится в передвижные автоцистерны.
 - Выбор материала оборудования, средств контроля и автоматизации, выполнен с учетом взрыво- и пожароопасности производства.
 - Для защиты от статического электричества арматура и трубопроводы заземлены.
 - После полной готовности участка трубопровода производится испытание его на прочность, плотность и проверка на герметичность.
 - Контроль качества, входной и операционный контроль труб, фасонных деталей, деталей трубопроводов и арматуры с целью повышения качества строительства.
- Лица, допускаемые к участию в производственном процессе, должны иметь профессиональную подготовку (в том числе по безопасности труда). Перед

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 27

допуском к работе персонал должен пройти обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004-2015.

Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом сооружений трубопроводов, руководство работой по охране труда возлагается на руководителей этих подразделений. За нарушение требований охраны труда, невыполнение обязательств по охране труда виновные лица несут дисциплинарную, административную, уголовную и материальную ответственность. Начальники подразделений, а также служба охраны труда предприятия должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности.

Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно. Работники должны пройти вводный инструктаж при поступлении на работу, а также первичные и периодические инструктажи на рабочем месте. Руководители предприятия не реже 1 раза в квартал осуществляют выборочную проверку состояний условий труда.

Качественная оценка условий труда рабочих характеризуется производственными факторами в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» и «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» Р 2.2.2006-05.

На основании пункта 1.9 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» Р 2.2.2006-05 данный документ предназначен для работодателей и работников для их информации об условиях труда на рабочих местах (при поступлении на работу и в процессе трудовой деятельности).

Рабочие места на проектируемом объекте не предусматриваются. В связи с этим гигиеническая оценка факторов рабочей среды и трудового процесса, критерии и классификация условий труда на рабочем месте не определены.

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

Перечень применяемых средств индивидуальной защиты и специальной одежды работников приведен в соответствии с приказом №443 от 6 июля 2005 года Министерства здравоохранения и социальной защиты Российской Федерации «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты...».

Согласно статьи 24 ФЗ от 30.03.1999 № 52-ФЗ при эксплуатации сооружений, оборудования должны осуществляться санитарно-противоэпидемические (профилактические) мероприятия и обеспечиваться безопасные для человека условия труда, быта и отдыха в соответствии с

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

санитарными правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации; Заказчик обязан приостановить либо прекратить свою деятельность или работу отдельных сооружений, оборудования, выполнение отдельных видов работ и оказание услуг в случаях, если при осуществлении указанных деятельности, работ и услуг нарушаются санитарные правила.

Согласно статьи 25 ФЗ от 30.03.1999 № 52-ФЗ условия труда, рабочее место и трудовой процесс не должны оказывать вредное воздействие на человека. Заказчик обязан осуществлять санитарно-противоэпидемические (профилактические) мероприятия по обеспечению безопасных для человека условий труда и выполнению требований санитарных правил и иных нормативных правовых актов Российской Федерации к производственным процессам и технологическому оборудованию, организации рабочих мест, коллективным и индивидуальным средствам защиты работников, режиму труда, отдыха и бытовому обслуживанию работников в целях предупреждения травм, профессиональных заболеваний, инфекционных заболеваний и заболеваний (отравлений), связанных с условиями труда.

Сведения о расчетных концентрациях загрязняющих веществ в воздухе рабочих зон приведены в разделе ООС (п.4.1.5 «Расчет приземных концентраций загрязняющих веществ от выбросов объекта»).

Проведенные расчеты рассеивания основных загрязняющих веществ в атмосферном воздухе свидетельствуют, о том, что в период эксплуатации проектируемых объектов выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух малы, расчет рассеивания нецелесообразен (п.4.1.6.2 ООС.ТЧ). Таким образом, превышение ПДК рабочей зоны наблюдаться не будет.

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

10 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Ремонтные работы на промышленном трубопроводе выполнять согласно п.133-139 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

Объемы ремонтных работ на промышленном трубопроводе и сроки их выполнения определяет ООО «Пурнефть» по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки нефти, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт нефтегазосборного трубопровода осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами.

План организации ремонтных работ и оснащенности ремонтного хозяйства составляет ООО «Пурнефть» и осуществляет ремонтные работы существующими подразделениями по ремонту трубопроводов или по договору со специализированными организациями.

Эксплуатация и техническое обслуживание промышленных трубопроводов производится согласно разделу VI Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

Согласно п.746 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» эксплуатация трубопроводов должна осуществляться при параметрах, предусмотренных проектной документацией и отраженных в техническом паспорте.

Промысловый трубопровод подлежат паспортизации. Паспорт трубопровода составляется на систему трубопроводов одного назначения, максимально ограниченную отдельной ветвью этой системы. Разбивка трубопроводов по паспортам производится по усмотрению руководства цеха.

К паспорту прилагаются:

- схема трубопровода с указанием диаметра и толщины стенки, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, установленных на трубопроводе, места спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков;
- акты ревизии и отбраковки трубопроводов;
- удостоверения о качестве ремонтов трубопроводов (первичные документы, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков и т. д.);
- акты периодического наружного осмотра трубопровода;
- акты испытания трубопровода на прочность и плотность;
- акты на ремонт и испытание арматуры;

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист
							31

- эксплуатационный журнал трубопроводов (ведется для трубопроводов, на которые не составляют паспорт);
- журнал установки — снятия заглушек;
- результаты проверки знаний сварщиков;
- заключения о качестве сварных стыков.

Обеспечение безопасной эксплуатации и ремонта промышленных трубопроводов (Пункт 29 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов", утвержденных приказом Ростехнадзора 30.11.2017 № 515).

Все минимально необходимые требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта, в том числе процессов технического обслуживания и текущего ремонта, к сохранению технических характеристик объекта, влияющих на безопасную эксплуатацию, должны быть приведены в паспорте на объект, должен быть составлен технологический регламент на эксплуатацию объекта.

Эксплуатирующая организация, осуществляющий процессы эксплуатации объекта, в том числе техническое обслуживание и текущий ремонт объекта, обеспечивает выполнение требований специальных технических регламентов, имеющих отношение к сфере эксплуатации объекта.

При эксплуатации обеспечивается соответствие эксплуатируемого объекта требованиям специальных технических регламентов на конкретные виды инженерного оборудования и машин (сетей, приборов) и на отдельные стадии их жизненного цикла, а также требованиям паспорта объекта.

Требования к обеспечению безопасности строительных материалов и изделий, применяемых на объекте в процессе эксплуатации, установлены специальным техническим регламентом «О безопасности строительных материалов и изделий»,

Требования к обеспечению безопасности конкретных видов трубопроводов, инженерных сетей, машин и оборудования, периодичность оценки их соответствия допустимым значениям установлены в соответствии с действующим законодательством в сфере инженерного оборудования.

Если фактические параметры эксплуатируемого объекта или указанные в паспорте объекта параметры и показатели процессов эксплуатации не соответствуют требованиям безопасной эксплуатации, то лицо, осуществляющее эксплуатацию, информирует об этом пользователя и прекращает эксплуатацию объекта до принятия организационных и технических мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объекта и согласованных с проектировщиком (разработчиком), изыскателем, застройщиком, субподрядчиками.

При проведении технического обслуживания, текущего ремонта и необходимых проверок физического износа объекта в целом или конструкции, элемента, системы инженерного оборудования с полным или частичным выведением объекта в целом или в части этих устройств из эксплуатации, соблюдаются требования действующего Федерального законодательства в сфере требований технической и ремонтной документации в течение всего срока проведения этих работ.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Эксплуатирующая организация, исполняющий текущий ремонт объекта, выполняет определенный паспортом весь комплекс мер, обеспечивающих безопасность объекта (комплекс мер, первоначально определенный в технической документации изыскателем, проектировщиком, застройщиком, и/или изготовителем, либо в специальной ремонтной документации, соответствующей действующему Федеральному законодательству). Эксплуатирующей организацией обеспечена возможность контроля выполнения всех указанных в данном пункте требований по безопасности эксплуатируемого объекта.

При текущем ремонте объекта отклонения от первоначального проекта на эксплуатируемый объект не допускаются.

В проектной документации предусмотрены следующие решения:

- запорная арматура расставлена, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды,
- для опорожнения трубопроводов предусмотрена вантузные задвижки,
- до и после запорной арматуры предусмотрены манометры,
- к узлам управления запорной арматуры обеспечен беспрепятственный доступ обслуживающего персонала, предусмотрены подъезды,
- трасса трубопровода на местности обозначена щитовыми указателями.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

33

12 Промысловые трубопроводы

12.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

12.1.1 Основные технические решения

Предусмотрено проектирование нефтегазосборного трубопровода с подключением в существующую систему трубопроводов через узел задвижек. Существующие трубопроводы и сооружения должны отвечать требованиям ФЗ-116 от 21.07.1997г. по безопасной эксплуатации опасного производственного объекта. Заказчик обязан обеспечить проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа.

Промысловые трубопроводы запроектированы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Таблица 12.1 - Характеристика проектируемого трубопровода

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Марка стали труб и деталей	Внутреннее антикоррозийное покрытие и наружное антикоррозийное покрытие подземной части	Наружное антикоррозийное покрытие надземной части	Теплоизоляционный материал, Покровный слой
Нефтепровод	159x8	Класс прочности не менее K48	С наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена в заводских условиях	Полимерное покрытие "Астратек-металл" (1 слой - 0,4 мм) – 4 слоя	Полимерное покрытие "Астратек-металл" (1 слой - 0,4 мм) – 4 слоя

Трасса трубопровода проходит в общем коридоре коммуникаций.

Строительство осуществляется в одну нитку.

Способ прокладки трубопровода принят подземный.

Исходя из условий защиты нефтегазопровода от механических повреждений, а также руководствуясь требованиями п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014, глубина заложения до верха трубы принимается не менее:

- на минеральных грунтах - 0,8 м.

Минимальная ширина траншеи принимается в соответствии с требованиями п. 9.3.5 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом ширины рабочего органа землеройной техники, равной 0,9 м.

Разработка грунта в траншеях на минеральных грунтах ведется экскаватором "обратная лопата", засыпка ведется экскаватором "обратная лопата" (или бульдозером).

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Там, где не позволяют стесненные условия застройки - земляные работы необходимо вести вручную.

Выполнение строительно-монтажных работ по заливаемому суходолу должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров.

Дно траншеи под укладку трубопровода должно быть тщательно спланировано, убраны твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы. При прокладке трубопроводов в мерзлых грунтах и засыпке этими грунтами предусмотреть устройство подсыпки из мягких грунтов (сыпучий минеральный грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм) толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи. При этом должно обеспечиваться сплошное прилегание трубопровода. Засыпка трубопровода производится одноковшовым экскаватором и бульдозером. При прокладке трубопроводов на морозно пучинистых грунтах для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы предусмотреть замену грунта под трубопроводом – выполнить постель из песка толщиной 200 мм.

При засыпке траншеи необходимо обеспечить:

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

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом трубопровода или монтажом криволинейных участков из крутоизогнутых и гнутых отводов. Стальные бесшовные приварные крутоизогнутые отводы используются на углах поворота 90, 60, 45, 30°. Кривые поворота (углы поворота) на линейной части трубопроводов, выполняемые с помощью гнутых отводов, проектируются с шагом градации 3° и в стесненных условиях трассы - 1°. Монтаж кривых поворота производится без обрезки прямых концов у гнутых отводов. Если при подходе прямого участка трубопровода к кривой поворота образуется строительный разрыв, то он восполняется вставкой, а не передвижкой кривой к уложенной нитке трубопровода.

Минимальные радиусы упругого изгиба трубопроводов приняты для труб DN 150 в горизонтальной и вертикальной плоскостях – не менее 200 м. Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате действия внутреннего давления и изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации.

В состав трубопровода входит узел линейной запорной арматуры.

Запорная арматура расставлена, исходя из условия равнорезопасности участков и требований охраны окружающей среды.

Предусматривается установка запорной арматуры в следующих случаях (п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014) и с учетом п. 721 Федеральных норм и правил в

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 36

области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101:

- в точке подключения кустовой площадки (арматура с электроприводом в составе кустовой площадки);
- в точке подключения проектируемого трубопровода в существующий коллектор.

Конструкция узлов запорной арматуры разработана с учетом возможности самокомпенсации продольных перемещений.

Предусмотрена установка технологических задвижек (вантузных) перед узлами переключения на случай разгерметизации и последующего опорожнения трубопроводов, манометры до и после запорной арматуры. Установка арматуры - надземная. Секущие задвижки и трубопроводы установлены на 0,5 м выше от планировочной отметки металлической площадки под арматурные узлы.

Задвижки установленные на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе заземляются.

Конструкцию защитных футляров при пересечении проектируемого нефтегазопровода с технологическими проездами без улучшенного покрытия, газопроводом и водными преградами выполнить по ТПР 01-07 (Футляр защитный для нефтепроводов и водоводов Ду 80...1000 мм). Футляры выполнены из трубы 426x10 мм по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80* из стали 09Г2С группа Д - с нормированием испытательного гидравлического давления.

12.1.2 Монтаж и испытание трубопроводов

Монтаж и испытания промысловых трубопроводов за территорией кустовых площадок производить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Испытание промыслового трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода.

Внутренняя полость труб непосредственно перед монтажом трубопровода должна быть очищена от снега, льда, воды и загрязнений. До начала испытаний на прочность проводят очистку трубопроводов промывкой при гидравлическом способе испытаний или продувкой при пневматическом.

Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Очистку полости трубопровода выполнить согласно ГОСТ Р 55990-2014 раздел 13.

Согласно п. 735 и приложения 7 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» перед началом продувки и испытания трубопровода воздухом

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист
							37

должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ (таблица 12.2).

Таблица 12.2 - Зоны безопасности при очистке и испытании трубопроводов
воздухом

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
Промысловые трубопроводы диаметром до 300мм	40	600	100

Согласно п. 736 и приложения 7 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны (таблица 12.3) и обозначены на местности предупредительными знаками.

Таблица 12.3 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях
трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 8,25 МПа в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания 8,25 МПа в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 8,25 МПа в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 8,25 МПа в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
Промысловые трубопроводы диаметром до 300мм	75	600	100	900

Нефтепровод

Расчетное давление трубопровода принято 4,0 МПа.

Испытание трубопровода выполнить гидравлическим, пневматическим или комбинированным способом согласно ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21 и примечанию 8 к таблице 21 ГОСТ Р 55990-2014.

Категория участков С:

- Переходы через водные преграды:
 - а) участки по пойме рек по ГВВ 10% обеспеченности водных преград шириной зеркала воды в межень 25 м и более в русловой части;
 - б) участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности;
- Переходы через автомобильные подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги;
 - Узлы линейной запорной арматуры, а также участки по 250 м примыкающие к ним;

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

– Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.

Давление гидроиспытания трубопроводов и их участков в один этап после укладки в проектном положении равно $R_{проч.}=1,25 \cdot R_{рас.}=5,0$ МПа в верхней точке, продолжительность испытания 12 часов.

Согласно п. 8 примечаний таблицы 21 ГОСТ Р 55990-2014 участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $R_{раб.}=4,0$ МПа и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Давление гидроиспытаний трубопроводов в нижней точке не превышать заводского испытательного давления труб.

После окончания строительно-монтажных работ должны быть проведены работы по восстановлению трассы и рекультивации почвы.

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность нефтегазопроводов должно быть осуществлено комплексное опробование. (п. 43 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»). Заполнение трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием нефтегазопровода. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий:

- эксплуатирующая организация должна быть укомплектована аттестованными работниками соответствующей квалификации в соответствии со штатным расписанием;
- к началу ввода в эксплуатацию нефтегазопровода рабочие места должны быть укомплектованы необходимой документацией, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- до начала заполнения трубопровода транспортируемой продукцией должны быть выполнены все работы, предусмотренные проектной документацией;
- контроль за давлением в трубопроводах при операциях заполнения.

12.1.3 Контроль сварных соединений

Все сварные соединения промысловых трубопроводов должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием). Контроль сварных соединений трубопроводов выполнить в соответствии с п.35 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых

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

трубопроводов» – 100%, в том числе радиографическим методом (присоединение деталей трубопроводов подземной части, и надземная часть трубопроводов):

- участки трубопроводов С категории – 100%.

Выполнить двойной контроль сварных соединений неразрушающими методами (100% ультразвуковой и 100% радиографический) в местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок и в швах приварки арматуры (п.5.24 табл. 4 ВСН 012-88).

Контроль сварных стыков трубопровода производится:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопровода;
- визуальным осмотром и обмером сварных соединений 100% (переходы через естественные и искусственные преграды отображены в разделе ИГДИ: Приложение Н, П, Р, С);
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;
- по результатам механических испытаний сварных соединений с целью проверки состояния системы автоматического управления процессом сварки.

Для особо опасных участков нефтегазопровода (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими проездами, технологическими коммуникациями) разрешается подвергать иной предпусковой внутритрубной приборной диагностики, согласно требований п. 723 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. №101.

12.1.4 Защита трубопровода от коррозии

Анализ эксплуатации промысловых трубопроводов показывает, что основной причиной отказов является внутренняя коррозия труб. Учитывая важность проблемы, предусматривается комплекс мероприятий по защите трубопроводов от коррозии.

Защита **нефтегазопроводов** от коррозии технологическими методами предусматривает:

- поддержание в нефтегазопроводах эмульсионного режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока, эрозионно-коррозионному разрушению труб;
- регулирование скорости движения продукции скважин во времени с учетом изменения в процессе эксплуатации свойств продукции, ее обводненности, газового фактора и дебита.

Для ликвидации парафиноотложений на скважинах рекомендуется тепловая обработка парогенераторными установками типа ППУА.

Для периодической очистки трубопроводов малого диаметра от парафиноотложений и солеотложений ввод ингибитора рекомендуется производить в систему нефтегазосбора передвижными дозировочными устройствами гидростатического действия, агрегатами ЦА-320М и др.

Согласовано					
Изм. № подл.					
Подп. и дата					
Взам. Инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 40

Для проектируемого нефтегазопровода проектом приняты трубы с антикоррозийной изоляцией усиленного типа в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98:

Для проектируемого нефтегазопровода предусмотрены трубы с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, для наземной части без покрытия.

Наружное антикоррозийное покрытие усиленного типа должна быть толщиной не менее 2,0 мм, температура эксплуатации до +80°C.

Соединительные детали трубопроводов выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, с покрытием, аналогичным покрытию труб.

Изоляцию наружной поверхности зоны сварного стыка трубопроводов с наружным покрытием выполнить термоусаживающимися манжетами.

Манжета состоит из термоусаживающейся ленты определенной длины, ширины и толщины, замковой пластины (ленты-замка), эпоксидного праймера и аппликатора (заполнителя) для сварных швов. Ширина манжеты 450 мм.

Для обеспечения высокой степени антикоррозионной защиты сварных стыков установку (формирование) манжеты следует производить в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе нанесения их на заводе и при приемке сооружаемого трубопровода в эксплуатацию в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98 гл.6.

Для защиты от почвенной коррозии защитные футляры покрыть антикоррозийной изоляцией усиленного типа в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 в трассовых условиях (Номер конструкции -15):

- изоляционная пленка толщиной не менее 0,6 мм в один слой;
- грунтовка;
- один слой защитной обертки толщиной не менее 0,6 мм.

Блуждающих токов и их источников (электрифицированные железные дороги постоянного тока, трамвай, метрополитен, шахтные механизмы, линии электропередач «провод-земля») вблизи изыскиваемой трассы не обнаружено.

Измерение разности потенциалов между двумя точками земли, показало, что блуждающие токи отсутствуют (согласно п. 4.7 ГОСТ 9.602-2016). Измеренные значения разностей потенциалов между двумя точками земли по абсолютной величине и изменению во времени не превысило 0,15 В.

В соответствии с п.15.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 допускается не применять электрохимическую защиту на промышленных трубопроводах в грунтах низкой коррозионной активности при соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении безаварийной эксплуатации трубопроводов.

Электрохимическую защиту вновь строящихся трубопроводов необходимо проектировать с учетом действующей электрохимической защиты эксплуатируемых соседних трубопроводов. Так как система промышленных трубопроводов Покамасовского месторождения не имеет электрохимзащиты, то

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

устройство её на отдельно взятом трубопроводе вызовет усиленную коррозию на незащищенных трубопроводах.

Наружное антикоррозийное изоляционное покрытие усиленного типа гарантирует срок службы не менее 20 лет, что соответствует принятому сроку службы трубопроводов.

На основании вышеизложенного проектом принято не предусматривать электрохимическую защиту на проектируемом промышленном трубопроводе.

В качестве антикоррозионной и тепловой изоляции проектом предусмотрено покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры полимерным покрытием "Астратек-металл".

Изолируемая поверхность должна быть очищена от ржавчины, окалина, загрязнений механизированным способом либо вручную металлическими щетками и обеспылена.

Для улучшения адгезии и увеличения срока службы готового покрытия перед нанесением теплоизоляционного покрытия "Астратек-металл" металлические поверхности рекомендуется загрунтовать.

При покрытии «холодных» металлических поверхностей (не ниже +5°C) рекомендуется использовать грунтовку GROSS металл (1-2 слоя) либо другую качественную акриловую грунтовку по металлу.

Покрытие наносится послойно толщиной 0,4 мм.

Толщина теплоизоляционного покрытия составляет:

- трубы диаметром DN150 - 1,6 мм (4 слоя).

Работы по нанесению покрытия рекомендуется проводить при температуре изолируемой поверхности в пределах от +5°C до + 120°C.

Срок службы теплоизолятора для металла АСТРАТЕК 15-25 лет (в зависимости от условий эксплуатации).

Работы по нанесению полимерного покрытия "Астратек металл" выполнить в соответствии с рекомендациями по применению завода-изготовителя покрытия после испытания трубопроводов на прочность и герметичность, устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

При переходе от надземной прокладки трубопроводов к подземной теплоизоляционное/антикоррозионное покрытие "Астратек металл" должно быть нанесено на 0,5 м ниже поверхности земли. Подземные участки покрытия и участки покрытия на 0,5 м выше уровня земли покрыть полимерно-битумной лентой в один слой для гидроизоляции.

Опознавательную окраску трубопроводов выполнить согласно ГОСТ 14202-69. Покраску узлов задвижек и оформление выполнить в корпоративной цветовой гамме ООО «Пурнефть».

Выше перечисленные операции контролируются ответственными работниками подрядчика и заказчика, оформляются соответствующими документами (актами на скрытые работы, разрешениями на производство последующих работ).

12.1.5 Контроль качества и операционный контроль

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

При производстве строительного-монтажных работ должен осуществляться производителями работ строительных и специализированных организаций операционный контроль их качества (по всем технологическим процессам). Представители заказчика, а также представители органов государственного надзора производят выборочный контроль качества работ.

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах строительства должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль согласно разделу IV Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

При входном контроле проверяется соответствие поступающих труб, фасонных деталей, арматуры, крепежных изделий и сварочных материалов стандартам и спецификациям на эти изделия. Входной контроль изделий должен проводиться методами, указанными в паспортах фирмы-заказчика.

Все детали, узлы трубопроводов, сварочные материалы, запорная арматура должны иметь технические паспорта или сертификаты завода-изготовителя.

При операционном (технологическом) контроле проверяется:

- соблюдение заданной технологии выполнения строительных процессов согласно ВСН и ППР;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и СНиПам;
- строгое соблюдение последовательности выполнения строительных процессов.

Приемочный контроль состояния изоляции законченных после строительства участков трубопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ Р51164-98.

Скрытые работы подлежат промежуточной приемке с составлением актов, при этом проверяют:

- соответствие выполненных работ проектной документации;
- качество применяемых материалов, деталей, конструкций;
- качество выполнения строительного-монтажных работ.

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

12.1.6 Планировочные решения по отсыпке площадок узлов

Не требуется, арматурный узел №10 существует, врезка по месту.

12.1.7 Заземление и молниезащита

Запроектированная запорная арматура нефтегазопровода, устанавливаемая на узле запорной арматуры должна быть защищена от прямых ударов молнии и статического электричества согласно п.2.15, РД 34.21.122-87 и РД 39-22-113-78.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата

Заземление запорной арматуры выполняется путем присоединения металлического корпуса задвижки, имеющей толщину стенки металла не менее 6 мм² к заземляющему устройству состоящего не менее чем из двух вертикальных электродов, расположенных по одному электроду с каждой стороны запорной арматуры.

В качестве естественных заземлителей использованы металлические свайные основания трубопровода. Искусственные заземляющие устройства состоят из:

- вертикального электрода, выполненного из круглой оцинкованной, стали диаметром 20 мм;
- горизонтального электрода, выполненного из полосовой оцинкованной, стали сечением 40x5 мм.

Все соединения при устройстве заземляющего устройства выполняются посредством сварки не менее чем в двух точках.

Для обеспечения защиты от статического электричества трубопроводов во фланцевых соединениях должна быть обеспечена нормальная затяжка не менее 4х болтов на фланец и установлена металлическая перемычка сечением не менее 6 мм² (установка перемычки не требуется, если под металлическими шайбами не будет изолирующей прокладки).

Присоединение заземляющих проводников к оборудованию, подлежащему заземлению, и соединение их между собой должно обеспечивать надежный контакт и выполняться качественной сваркой электродами по ГОСТ 9467-75 в соответствии с ПУЭ и СП 76.13330.2016.

Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82.

12.1.8 Консервация трубопроводов

Консервация трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями раздела VII Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

Консервация промысловых трубопроводов заключается в их переводе на временное сохранение в неработающем состоянии, впредь до решения о дальнейшем использовании трубопроводов или демонтаже и с обязательным применением мер по защите их поверхности от наружной и внутренней коррозии.

Консервация промыслового трубопровода применяется как метод сохранения его в рабочем состоянии при временном прекращении эксплуатации. Защита от внутренней коррозии достигается путем заполнения трубопровода консервантом (ингибированная вода). Перед консервацией проводится опорожнение трубопровода, его опрессовка и, по возможности, очистка внутренней поверхности. Опрессовка трубопровода производится в тех случаях, когда возможен ввод его в эксплуатацию после консервации.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Для предотвращения утечек консерванта трубопровод должен быть отсечен концевыми заглушками. Заглушки выбираются в зависимости от рабочих параметров консерванта и давления, возникаемого при термическом расширении консерванта при изменении его температуры.

За трубопроводом, находящимся в консервации, должно быть установлено постоянное наблюдение:

- в первые 10 дней после консервации необходимо ежедневно проводить осмотр состояния трубопровода, следить за отсутствием пропусков консерванта, в дальнейшем - проводить осмотр не реже одного раза в месяц;
- не реже одного раза в месяц измерять давление консерванта.

При консервации трубопроводов (участков) консервантом может служить рабочая среда с добавками химических реагентов. Следует применять ингибиторы коррозии и бактерициды, обычно используемые или доступные к использованию на месторождении.

Для консервации трубопроводов (участков) ингибированной жидкостью предпочтительнее применять водорастворимые, чем вододиспергируемые химреагенты (ингибиторы коррозии).

При выборе химреагентов проводятся лабораторные испытания их защитной способности в соответствии с РД 39-0147103-350-89 «Оценка бактерицидной эффективности реагентов относительно адгезированных клеток сульфатовосстанавливающих бактерий».

Испытания проводятся в исходных рабочих средах с защитными добавками без перемешивания. При этом контролируется скорость коррозии (электрохимическим или гравиметрическим методами), биоценоз СВБ и концентрация растворенного в среде кислорода.

Консерванты должны содержать защитные химреагенты в концентрациях, обеспечивающих значения коэффициента торможения (снижения) скорости коррозии.

12.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода

Согласно Постановления правительства РФ от 16.02.2008 №87 п.36 раздел 3 подпункт «т» - сведения о проектной пропускной способности трубопровода должны приводится для нефтепроводов.

12.3 Характеристика параметров трубопровода

К основным параметрам трубопровода относятся: диаметр, протяженность, рабочее давление.

Таблица 12.4 – Основные параметры трубопровода

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Длина, м	Давление рабочее, МПа	Давление расчетное, МПа
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	159x8	1336	1,48	4,0

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

12.4 Обоснование диаметра трубопровода

Диаметры нефтегазопроводов определяются по результатам гидравлического расчета системы нефтегазопроводов при эмульсионном режиме движения продукции скважин.

При выполнении расчета учитывалось:

- длина проектируемого нефтегазопровода;
- давление в точке подключения проектируемого трубопровода к существующей системе;
- объемы нефти и жидкости, транспортируемые по проектируемым нефтегазопроводам;
- обводненность продукции скважин;
- газовый фактор;
- эмульсионный режим транспортировки.

Гидравлический расчет выполнен в соответствии с данными по кустам скважин (Qж, обводненность, давление) приведенными в файле "ФОНД НА 01.04.2019_1.xlsm".

Данные по дебиту и обводненности для куста скважин №14 приняты согласно динамике разработки.

Схема расчетная гидравлическая нефтегазопроводов приведена в приложении А.

Гидравлический расчет нефтегазосборного трубопровода в данной работе выполнен в программном комплексе PIPESIM - расчет двухфазных систем.

При выполнении расчета учитывалось:

- давление насоса в рабочем режиме;
- длина проектируемого трубопровода;
- объем жидкости, транспортируемые по трубопроводам.

Гидравлический расчет выполнен в соответствии с данными по кустам скважин.

Данные для куста скважин №14 приняты согласно динамике разработки.

Таблица 12.5 - Результаты гидравлических расчетов нефтегазопроводов

Данные по участкам					Данные по трубам									
Название		Расход жидкости, м3/сут	Длина, м	Обвод., %	Кол. (в т.ч. новых), шт.	Диаметр, мм	Толщ. стенки, мм	Скорость жид-ти, м/с	Давление, МПа.			Температура, °С		
начало	конец								начало	конец	перепад	начало	конец	
Крещенское и Губкинское месторождения														
к.8 скв.157 скв.314	т.10	406,0	177,0	88	1 (0)	114	8	1,89	1,37	1,35	0,02	+40,0	+39,89	
скв.156	т.10	207,0	2130,0	88	1 (0)	114	8	0,96	1,41	1,35	0,06	+40,0	+37,62	
к.14	т.10	500,0	1336,0	50	1 (1)	159	8	4,05	1,48	1,35	0,07	+40,0	+38,93	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Данные по участкам					Данные по трубам								
Название		Расход жидкости, м ³ /сут	Длина, м	Обвод., %	Кол. (в т.ч. новых), шт.	Диаметр, мм	Толщ. стенки, мм	Скорость жид-ти, м/с	Давление, МПа.			Температура, °С	
начало	конец								начало	конец	перепад	начало	конец
т.10	т.7	813,0	8474,0	78	1 (0)	219	8	4,25	1,35	0,85	0,50	+39,05	+35,81
скв.155	т.7	90,0	100,0	92	1 (0)	89	8	0,70	0,86	0,85	0,01	+40,0	+39,99
т.7	т.4	903,0	4877,0	79	1 (0)	273	8	3,23	0,85	0,72	0,13	+36,14	+34,24
к.6	т.4	160,0	200,0	95	1 (0)	159	8	0,31	0,72	0,72	0,00	+40,0	+39,60
т.4	т.3	1063,0	1753,0	82	1 (0)	325	8	2,44	0,72	0,69	0,03	+34,94	+34,26
к.10	т.3	110,0	1213,0	93	1 (0)	159	8	0,28	0,69	0,69	0,01	+40,0	+36,72
т.3	т.2	1173,0	1032,0	83	1 (0)	325	8	2,55	0,69	0,67	0,03	+34,46	+34,10
к.9	т.вр.к.9	55,0	700,0	60	1 (0)	114	8	1,25	0,69	0,68	0,01	+40,0	+35,83
т.вр.к.9	т.вр.к.1	55,0	140,0	60	1 (0)	159	8	0,64	0,68	0,68	0,00	+36,66	+35,84
к.1	т.вр.к.1	90,0	200,0	67	1 (0)	219	8	0,46	0,68	0,68	0,00	+40,0	+38,93
т.вр.к.1	т.2	150,0	1900,0	65	1 (0)	219	8	0,80	0,68	0,67	0,01	+37,79	+32,58
т.2	т.1 ДНС-2	1318,0	3659,0	81	1 (0)	325	8	3,21	0,67	0,60	0,07	+33,97	+32,85

Гидравлический удар в трубопроводах – скачок давления, вызванный крайне быстрым изменением скорости потока рабочей жидкости за очень малый промежуток времени, что может возникать вследствие резкого закрытия или открытия задвижки. Гидравлический удар способен вызывать образование продольных трещин в трубах, что может привести к их расколу, или повреждению других элементов трубопровода.

Безаварийная остановка технологического процесса по добыче и транспорту продукции скважин осуществляется:

- плавным или ступенчатым снижением давления в трубопроводах (с целью плавного снижения производительности трубопроводов и избежание гидравлических ударов), осуществляемое путем последовательного отключения насосов добывающих скважин;

- закрытием отсекающей запорной арматуры.

По результатам расчетов время закрытия задвижек на трубопроводах во много раз превышает фазу гидроудара, вследствие этого в рассчитываемых трубопроводах при закрытии задвижки происходит не прямой гидроудар с незначительным повышением давления, не сказывающимся на прочности трубопроводов.

12.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Термины, используемые в данном проекте, имеют следующие значения:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- расчетное давление – давление, на которое производится расчет оборудования и трубопроводов на прочность.
- рабочее давление – переменное давление, при котором протекает процесс. Величина рабочего давления в любой точке трубопроводной системы или в аппарате определяется в результате гидравлического расчета. Максимальное значение рабочего давления не должно превышать расчетное давление элементов системы.

Давление испытания трубопроводов и оборудования определяется в зависимости от расчетного давления (максимально допустимое рабочее давление).

За расчетное давление в нефтегазопроводах принято наибольшее расчетное (разрешенное) давление для аппаратов в замерных установках, с которыми соединен трубопровод (4,0 МПа).

12.6 Описание системы работы клапанов-регуляторов

На промышленном трубопроводе узел регулирования клапанами-регуляторами не предусматривается.

12.7 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок

На проектируемом промышленном трубопроводе антифрикционные присадки не используются.

12.8 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации

В связи с возможностью перекрытия запорной арматуры толщина стенки трубопровода по его длине не меняется.

В данной работе в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации толщина стенки труб не определялась.

12.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

В состав нефтегазопровода входят узлы линейной запорной арматуры. Запорная арматура расставлена, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды.

Предусматривается установка запорной арматуры в следующих случаях (п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014) и с учетом п. 721 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101:

Согласовано		
Инд. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

- в точке подключения кустовой площадки (арматура с электроприводом в составе кустовой площадки);
- в точке подключения проектируемого трубопровода в существующий коллектор.

12.10 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Требования о резервной пропускной способности согласно заданию на проектирование не предъявлены.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

49

12.11 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий

Выполнена трубная герметичная система транспортирования продукции скважин. Технология транспортирования продукции скважин принята в проекте в двухфазном состоянии.

Технология транспортирования подтоварной воды принята в проекте в однофазном состоянии.

12.12 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

Для нефтегазопровода принята арматура стальная фланцевая. Вся арматура должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063-2015 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности".

Трубопроводная арматура, рекомендуемая к применению, соответствует требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, имеет заводскую маркировку, а также Сертификаты соответствия государственным стандартам России.

Материал арматуры выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды. Используется трубопроводная арматура, изготавливаемая Российскими заводами и предприятиями.

Трубопроводная арматура поставляется проверенной и испытанной, в полном комплекте, и обеспечивает расконсервацию без разборки. Арматура комплектуется эксплуатационной документацией, в том числе паспортом, техническим описанием и руководством по эксплуатации. На арматуре указаны условное давление, условный диаметр, марка материала и заводской или инвентаризационный номер.

В технической документации на арматуру поставщик указывает условия и требования безопасной эксплуатации, методику проведения контрольных испытаний, ресурс и срок эксплуатации, порядок технического обслуживания, ремонта и отбраковки.

Применяемая арматура (краны, задвижки, вентили, клапаны) соответствует расчетному давлению в трубопроводе.

Герметичность затворов всей применяемой арматуры соответствует классу А ГОСТ 9544-2015.

Согласно п.13.1.7 ГОСТ 32569-2013 перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки для контрольно-измерительных приборов должны быть заглушены.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Арматура фланцевая для нефтегазопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием заказывается без ответных фланцев. Ответные фланцы с внутренним антикоррозионным покрытием по ТУ 1390-001-052534308-2008, крепеж и прокладки заказываются отдельно. Принятые в проекте арматура и фланцы имеют климатическое исполнение ХЛ1.

Согласно п. 9.1.6 ГОСТ Р 55990-2014 фланцевые соединения допускаются в местах подключения трубопроводов к запорной арматуре.

Отбраковочная толщина стенки корпуса арматуры равна 3 мм для арматуры диаметром до 50 мм, 4,5 мм для арматуры диаметром 200 мм (приложение 3 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

Расчетный срок службы трубопроводной арматуры принимается по данным паспортов на эти изделия не менее 15 лет.

Фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа.

Материал фланцев, конструкция уплотнения принимаются по соответствующим нормам и стандартам с учетом условий эксплуатации. Материал фланцев, уплотнений выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды.

Таблица 12.6 - Техническая характеристика применяемой арматуры

Наименование арматуры	Тип, марка	Техническая характеристика	Количество, шт
Задвижка клиновая со сплошным клином с выдвижным шпинделем, фланцевая (уплотнительная поверхность F) без ответных фланцев, прокладок и крепежных изделий, климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, с герметичностью затвора класса А по ГОСТ 9544-2015	ЗКЛ2	DN 150, PN 4,0 МПа тип 30лс15нж1	1
Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая с ответными фланцами по ГОСТ 33259-2015 (уплотнительная поверхность E-F), с прокладками по ГОСТ P52376-2005 и крепежными изделиями (шпильки, гайки), климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, с герметичностью затвора класса А по ГОСТ 9544-2015	ЗКЛ2	DN 50, PN 4,0 МПа тип 30лс15нж1	1

12.13 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности

Обслуживающим персоналом по проектируемым объектам в составе проекта «Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций» являются работники, входящие в штат ООО «Пурнефть».

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист
							51

Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест предусмотрены в разделе ИОС7.1 «Площадочные объекты» раздел 9.

12.14 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

Принятое оборудование не требует электро-, газо-, тепло-, водоснабжения.

12.15 Описание системы управления технологическим процессом

Автоматизированные системы управления технологическими процессами, автоматические системы по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейных объектов предусматриваются в составе кустовых площадок, ДНС, КНС нефтяных месторождений.

Контроль состояния и режимов работы промышленных трубопроводов осуществляется ежедневным визуальным осмотром состояния трассы трубопровода.

Проектируемый трубопровод оснащен средствами автоматизации для местного контроля технологического процесса транспорта, нефти и газа. Для измерения текущих параметров давления на арматурных узлах установлены манометры.

12.16 Описание системы диагностики состояния трубопровода

В процессе эксплуатации и при ремонтах промышленных трубопроводов (ПТ) необходимо проводить диагностику их технического состояния. Вид и объем диагностических обследований ПТ определяет техническая служба ООО «Пур-нефть» в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Особое внимание должно быть уделено предпусковой диагностике и опрессовке трубопроводов при сдаче в эксплуатацию (п.19 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515)). Проектируемый трубопровод оснащен средствами автоматизации для местного управления технологическим процессом транспорта продукта. Контроль состояния трубопроводов осуществляется ежедневным визуальным осмотром оборудования, путем обходов и объездов трассы трубопровода.

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства. Эти условия определяют нормативную и исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

В процессе эксплуатации стальные трубопроводы испытывают коррозионные и механические воздействия со стороны перекачиваемого продукта и окружающей среды. Обусловленные этим воздействием процессы накопления коррозионных и усталостных повреждений носят локальный характер, что вызывает значительные трудности их своевременного выявления. Для предотвращения и прогнозирования аварий обязательным условием является выполнение диагностики технического состояния трубопроводов.

Аттестация состояния и параметров участков труб осуществляется на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля и технадзора за качеством строительно-монтажных работ, что является исполнительной базой для диагностики и прогнозирования состояния линейной части.

Предпусковая внутритрубная диагностика

В соответствии с требованием п.723 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» - участки проектируемого нефтегазопровода на пересечении с существующим трубопроводами, автодорогами, ВЛ подвергается внутритрубной предпусковой приборной диагностике с целью тестирования качества определенного участка построенного трубопровода.

Проведение внутритрубной диагностики особо ответственных участков трубопроводов может быть осуществлено внутритрубным магнитным интроскопом серии МИ-3Х, разработчик и производитель ООО «Центр технической диагностики «ИНТРОСКО» (г. Обнинск) либо другими диагностическими средствами, обеспечивающими выявление дефектов, оценку формы дефектов, их ориентации и взаимного расположения. При этом выявляются коррозионные, термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, непровары сварных швов.

Техническая диагностика

Периодичность диагностики должна быть реже одного раза в 2 года - для участков трубопровода II категории. При диагностировании технического состояния трубопроводов могут использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопроводов («ВНИИСТ»), укомплектованные широкой номенклатурой приборов, оборудования и принадлежностей для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового, магнитного контроля. По результатам диагностики оформляется заключение.

В процессе эксплуатации ведется постоянное наблюдение и контроль за состоянием трубопроводов:

- обзорные наблюдения - регулярный осмотр трассы обходчиками путем обхода или объезда трассы, авиационное патрулирование с использованием вертолетов, оснащенных аппаратурой дистанционного обнаружения утечек.
- периодический диагностический контроль трассы различными методами с целью определения мест возможного возникновения отказов и углубленный контроль выявленных потенциально опасных мест.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Вид и объемы обследования должны соответствовать п.91, 105, 112 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

Схема мониторинга, периодичность, методика проведения должны зависеть от фактического состояния трубопроводов и условий эксплуатации, агрессивности внешней среды.

Знание динамики возникновения и развития дефектов, определение скоростей коррозии открывает новые возможности в построении стратегии капитального ремонта трубопроводов, позволяет рационально сочетать капитальный и выборочный текущий ремонт.

Схема и методика проведения мониторинга должны зависеть от фактического состояния трубопроводов и условий эксплуатации, агрессивности внешней среды. Периодичность обследования трубопроводов - определяется эксплуатирующей организацией с учетом требований НТД.

Наибольшее внимание необходимо уделять контролю состояния трубопроводов на участках с избыточным увлажнением (болота), а также в потенциально аварийных местах:

- участки выхода трубы из грунта и ее возврат в местах установки запорной арматуры;
- места сварных соединений;
- места дополнительного обводнения почв и грунтов, являющихся наиболее опасными для трубопроводов.

Приняты стальные трубы с наружным антикоррозионным покрытием, поэтому также необходимо контролировать сплошность наружного покрытия трубопроводов. Согласно ГОСТ Р 51164-98 диэлектрическая сплошность наружного покрытия контролируется на всей поверхности труб перед укладкой трубопровода в траншею. Контроль сплошности осуществляется искровым дефектоскопом при напряжении 5 кВ на 1 мм толщины покрытия. Согласно ГОСТ Р 51164-98 контроль сплошности наружного защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в незамерзшем грунте, проводят с использованием искателей повреждений АНПИ, УДИП-1М или другим аналогичным прибором не ранее, чем через две недели после засыпки. Определение дефектов изоляционного покрытия производится с помощью приборов типа АНПИ, УКИ, ПКИ, УДИП и др. Толщину защитного покрытия определяют с помощью толщиномеров МТ-10НЦ и МТ-50НЦ. Адгезию покрытия к металлу труб измеряют с помощью адгезиметров. По результатам диагностирования составляют заключение, содержащее ресурс безопасной эксплуатации трубопровода, мероприятия по ремонту.

Для особо опасных участков проектируемого трубопровода (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) выполнить предпусковую внутритрубную приборную диагностику, согласно требований п. 723 ФНППБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. №101.

12.17 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой

Разработка мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой не требуется, т.к. предусмотрена подземная прокладка трубопровода.

12.18 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

12.19 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями

Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии установленными техническими условиями приведены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

12.20 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Проектные решения соответствуют:

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

Технические решения проектируемого объекта предусматривают применение современных технологий и оборудования, обеспечивающих минимальные потери углеводородного сырья, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объекта, минимальные затраты на благоустройство.

Для обеспечения безопасности и надежности проектируемого объекта необходимо создать эффективную систему контроля качества и диагностики трубопровода, экологического контроля.

Согласовано		
Инд. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 55

При эксплуатации промышленного трубопровода необходимо поддерживать оптимальные параметры работы трубопровода при условии обеспечения требуемого уровня надежности, безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды. Для этих целей разрабатывается технологический регламент на эксплуатацию промышленных трубопроводов.

Проектная документация и результаты инженерных изысканий проходят государственную экспертизу.

12.20.1 Характеристика опасных веществ

Характеристика горючих веществ, обращающихся на проектируемом объекте

По нефтегазосборным трубопроводам транспортируется смесь нефти, воды и газа.

На проектируемом объекте взрыво- и пожароопасными вредными и токсичными веществами являются нефть и газ.

Характеристика обрабатываемых в технологическом процессе веществ по характеру воздействия на организм человека представлена в таблице 12.7.

Таблица 12.7 - Характеристика веществ и характер воздействия на организм человека

Среда	Характеристика веществ	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*	Характер токсичности (воздействие на организм человека)
Нефть	ЛВЖ	3	Пары нефти оказывают отравляющее (наркотическое) действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления и замедление пульса. Токсическое свойство усиливается при содержании в них сернистых соединений
Углеводородный газ	газ	4	Вызывает кислородное голодание. Интоксикация вызывает головную боль, головокружение, тошноту, рвоту, общую слабость и боли в области сердца, торможение центральной нервной системы, отек легких, паралич обонятельного центра, раздражение слизистых оболочек зева, паралича дыхательного центра

Согласовано

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. Инв. №

Физико-химические характеристики нефти даны в таблице 12.8.

Таблица 12.8 - Физико-химические характеристики нефти (средние значения)

Наименование параметра	Среднее значение
Плотность при 20°C, кг/м ³	822
Вязкость, мм ² /с	
при 20°C	4,39
при 50°C	3,22
Массовое содержание, %	
серы	0,28
смола силикагелевых	3,4
асфальтенов	0,15
парафинов	4,81
Температура начала кипения, °C	58

Состав нефтяного газа представлен в таблице 12.9.

Таблица 12.9 - Компонентный состав попутного газа

Наименование компонента	Содержание %
CO ₂	0,9
N ₂	0,5
CH ₄	64,5
C ₂ H ₆	14,3
C ₃ H ₈	14,0
C ₄ H ₁₀	4,7
C ₅ H ₁₂	0,9
C ₆	0,18
Плотность, кг/м ³	1,07

Сведения о нефти

Нефть является природным жидким токсичным продуктом. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей и бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества третьего класса опасности.

Предельно допустимые концентрации нефтяных паров в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005-88* и составляют 10 мг/м³.

Токсическая опасность – 3 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*.

Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей паров нефти с воздухом – ПА-Т3 по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

57

Температура самовоспламенения нефти выше 250 °С. Температура вспышки минус 35 ÷ минус 23°С.

Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии – попутный нефтяной газ оказывает наркотическое действие на человека, раздражает верхние дыхательные пути, слизистую оболочку глаз и кожу человека. При аварии опасность представляют воздушная ударная волна при взрыве газо-воздушного облака, термическое воздействие на человека, оборудование и строительные конструкции при пожаре, отравление живых организмов продуктами сгорания.

Средства защиты – согласно ГОСТ 12.4.011-89 и типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

Методы перевода вещества в безвредное состояние – отсутствуют.

Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов аварии – эвакуация пострадавшего из опасной зоны, при отравлении – искусственное дыхание и непрямой массаж сердца, при переломах костей – фиксация конечности с применением шин, при открытых ранах – стерилизация и защита от внешней среды, вызов врача.

Сведения о газе:

Наименование – попутный нефтяной газ.

Вид – бесцветный газ.

Химическая формула – C_nH_(2n+2).

Состав – многокомпонентная смесь углеводородов метанового ряда от C₁ до C₉.

Физические свойства – молекулярная масса – 21,55-23,19 кг/кмоль.

Температура начала кипения – минус 117,61°С, конца кипения – 95,45°С.

Взрывоопасность – с воздухом образует взрывоопасную смесь.

Токсическая опасность – 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76*, ПДК газа в воздухе рабочей зоны не более 300 мг/м³ по ГОСТ 12.1.005-88*.

Реакционная способность – восстановитель, способен к реакции в среде окислителя.

Запах – отсутствует.

Коррозионная активность – скорость коррозии конструкционных сталей не превышает 0,1 мм/год.

Меры предосторожности – вентиляция помещений, в замкнутых невентилируемых пространствах работа в шланговом противогазе, работа неискрящим инструментом, защита от статического электричества и разрядов молнии, использование оборудования во взрывозащищенном исполнении.

Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов при аварии – газ малотоксичен, относится к веществам 4-го класса опасности. Острые отравления газом вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижению кровяного давления и обоняния. С кислородом воздуха образует взрывоопасные смеси. Человек в атмосфере с небольшим содержанием попутного нефтяного газа испытывает кислородное голодание, при значительных содержаниях газа – наступает удушье. В замкнутых

Согласовано		
Изнв. №		
Подп. и дата		
Изнв. № подл.		

объемах смесь газа с воздухом взрывоопасна, на открытых установках возможна вспышка газоздушного облака.

Средства защиты – спецодежда.

Методы перевода вещества в безвредное состояние – отсутствуют;

Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии – при отравлении газом пострадавшего необходимо вывести в безопасную зону. При наступлении удушья оказать первую помощь (искусственное дыхание, непрямой массаж сердца), вызвать скорую медицинскую помощь или доставить пострадавшего в медицинское учреждение.

Характеристика производственных процессов представлена в таблице 12.11.

Таблица 12.11 - Характеристика производственных процессов

Производства и сооружения	Категория помещений, зданий и наружных установок по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасной зоны ФНП, (ПУЭ)	Класс пожароопасной зоны по ПУЭ	Категория и группа смеси по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002
Наружная установка - арматурные узлы на нефтегазопроводе - до 3 м от фланцев	АН	Зона 2 (В-Г)	-	ПА-Т3

12.20.2 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов

Мероприятия включают следующие решения:

- контроль сварных соединений трубопроводов физическими методами;
- применение труб, изготовленных из сталей, стойких к коррозионному износу;
- усиленное наружное антикоррозийное покрытие,
- внутреннее антикоррозийное покрытие,
- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и проверка на герметичность после монтажа;
- арматура, примененная в данном объекте, имеет класс герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

12.20.3 Перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Для обеспечения безопасности проектируемых объектов и обеспечения безопасных условий труда разработан ряд мероприятий:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

- технологический процесс на проектируемом объекте осуществляется непрерывно.
- принята герметичная система транспорта продукта.
- подземная прокладка трубопроводов.
- соблюдение минимально-допустимых разрывов в коридоре коммуникаций.
- расстояния между трубопроводами, проложенными в земле, и сооружениями определены из условий удобства монтажа, эксплуатации и ремонта трубопроводов.
- после полной готовности участка трубопровода производится испытание его на прочность, проверка на герметичность.
- контроль качества, входной и операционный контроль труб, фасонных деталей, деталей трубопроводов с целью повышения качества строительства.
- для измерения текущих параметров давления на арматурных узлах установлены манометры.
- арматурные узлы ограждены по периметру ограждением высотой 2,2м.
- обеспечено отсутствие постоянных выбросов в атмосферу.
- для защиты от статического электричества запорная арматура и нефтегазопроводы заземлены.

12.21 Оценка возможных аварийных ситуаций

Наиболее значимыми причинами и факторами, способствующими возникновению и развитию аварийных ситуаций на данном производстве, являются:

- брак при выполнении строительно-монтажных и ремонтных работ;
- ошибки производственного персонала при ведении технологического процесса;
- аварии на соседних объектах;
- механическое воздействие на трубопроводы.

Соблюдение технологической дисциплины на промысле позволит обеспечить защиту природной среды от загрязнения.

12.22 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

В виду удаленности нефтепромысла от населенных пунктов и расположением на непригодной для использования в сельском хозяйстве земле, специальных мероприятий по созданию санитарно - защитных зон не предусматривается.

Для исключения возможности повреждения трубопровода во время эксплуатации устанавливается охранный зона вдоль трассы трубопровода, согласно «Правилам охраны магистральных трубопроводов» и с учетом п.743 ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. №101.

Охранная зона – это участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны, вдоль подводных переходов трубопроводов - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

Трасса трубопровода обозначается линейными опознавательными знаками (щиты-указатели) через 300 м, устанавливаемыми в пределах прямой видимости:

- на углах поворота свыше 6°;
- на пересечениях с автомобильными дорогами, по обе стороны.

Щит-указатель устанавливается на высоте 2 м от поверхности земли в 1 метре от оси подземного промышленного трубопровода или на его оси.

Установка опознавательных знаков трубопровода оформляется совместным актом предприятия и землепользователя.

На щитах-указателях приводится:

- наименование трубопровода и его техническая характеристика (диаметр, рабочее давление, глубина заложения);
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака (км, ПК) к трассе;
- размеры охранной зоны;
- телефоны и адреса диспетчерской и аварийной служб производственного подразделения предприятия трубопроводного транспорта, эксплуатирующего данный участок трубопровода.

В охранной зоне трубопровода должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить безопасную работу трубопровода и привести к его повреждению.

Приказом по предприятию должно быть назначено лицо, ответственное за эксплуатацию трубопровода, в обязанности которого входит внесение в паспорт трубопровода всех изменений, касающихся строительства объектов в охранной зоне, пересечений с коммуникациями и конструктивных изменений трубопровода в процессе эксплуатации.

На трассе трубопровода должны быть установлены опознавательно-предупредительные знаки (п.86, 87 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515).

С внешней стороны ограждения арматурных узлов эксплуатирующая организация должна предусмотреть следующие указатели:

- технологическая схема узла,
- информационная таблица с указанием принадлежности к организации, должность ответственного, контактные номера телефонов,
- предупреждающие знаки "Стой! Запретная зона. Проход запрещен".

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

В соответствии с требованиями п.16 и п.19 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30 ноября 2017 г. №515 на опасных участках трубопроводов (переходы через естественные и искусственные преграды (пересечение с автодорогами, действующими трубопроводами, ручьем) предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий.

Проектом предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий:

- увеличенная глубина залегания трубопровода при переходе через автодороги, реку, ручей;
- применение защитного кожуха (футляра) при переходе через автодороги;
- проведение предпусковой внутритрубной и/или приборной предпусковой диагностики.

Перечень опасных участков на проектируемом трубопроводе с указанием пикетов представлено:

- Таблица 12.12 - Ведомость пересечений трубопроводов с автодорогами.
- Таблица 12.13 - Ведомость пересечений трубопроводов с ВЛ, кабельными эстакадами.

12.23 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий

12.23.1 Мероприятия по предотвращению аварийных разливов нефти

Предотвращение аварийного разлива нефти и пластовой воды обеспечивается следующими мероприятиями:

- использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- применение труб с повышенными прочностными характеристиками с толщиной стенки, значительно превышающей расчетную;
- закачка ингибиторов коррозии, солеотложений, парафиноотложений, в систему нефтегазопроводов на кустовых площадках;
- секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков установкой арматуры;
- подземная прокладка трубопровода;
- послемонтажное испытание трубопровода на прочность и герметичность соответствующим давлением.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 62

12.23.2 Мероприятия по локализации аварийных разливов нефти

Для уменьшения опасности загрязнения почвы в случае аварийных разливов нефти предусматривается:

- оконтуривание с глубиной погружения лемеха в почву на 20-25 см;
- локализация нефтяного загрязнения на поверхности почвы при малых разливах нефти осуществляется путем оконтуривания участка плугами;
- при средних аварийных разливах локализации нефти осуществляется путем установки барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью;
- локализация больших объемов разлива нефти производится с помощью отрываемых траншей. Сбор нефти осуществляется при помощи техники, имеющейся в производственных подразделениях, в сочетании с нефтегазосборными устройствами различных конструкций.

На кустовых площадках предусмотрено автоматическое отключение скважинных насосов, перекачивающих нефть при падении давления в трубопроводе, установка запорной арматуры для отключения других участков трубопровода в случае его порыва.

12.23.3 Мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти

Согласно п. 4 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для всех взрывопожароопасных производственных объектов должны быть разработаны мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий. В планах мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО (ПМЛЛА), которые разрабатываются в соответствии с рекомендациями (приложение 1), следует предусматривать:

- оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварий;
- способы и методы ликвидации аварий и их последствий;
- порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и взрывов, снижения тяжести возможных последствий аварий;
- эвакуацию людей, не занятых ликвидацией аварии, за пределы опасной зоны.

Ответственным руководителем работ по ликвидации крупных производственных аварий на промысле (в том числе при аварийных разливах нефти) является начальник нефтепромысла.

Для связи с подразделениями и оповещения об аварийной ситуации на объектах промысла имеется телефонная сеть, радиотелефоны.

Ликвидация разливов нефти - это комплекс организационных, технологических и технических мероприятий, направленных на быструю очистку водных и грунтовых поверхностей от нефтезагрязнений, уменьшения ущерба от загрязнения окружающей среды.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

В зависимости от характера аварии и величины разливов нефти к работе по ликвидации аварийных последствий привлекаются соответствующая техника и людские ресурсы. Технические средства для ликвидации аварийных разливов нефти на водных и грунтовых поверхностях должны включать:

- средства для локализации разливов;
- средств для сбора нефти и мусора;
- средств для транспортировки, временного хранения и утилизации нефти и загрязненного мусора;
- средства для окончательной очистки поверхностей до предельно допустимых концентраций и рекультивации очищенных от нефти и воды почв.

Для оперативного решения вопросов, связанных с предстоящими работами по ликвидации аварийного разлива нефти, проводится тщательный осмотр зоны загрязнения. Эту работу выполняет оперативная группа.

Основными видами работ, выполняемыми при ликвидации аварийных разливов, являются:

- доставка технических средств к месту разлива;
- локализация загрязнения;
- сбор нефти или воды с загрязненной поверхности;
- временное хранение и транспорт водонефтяной смеси;
- утилизация загрязнений и мусора;
- контроль произведенных работ и рекультивация почв.

При ликвидации загрязнения решающее значение имеет фактор времени. Доставка и размещение технических средств для локализации и сбора нефти в районе аварийного разлива должна производиться с учетом необходимости ввода их в действие в минимально короткое время.

После оценки ситуации в районе аварийного разлива, согласно оперативному плану, производят доставку необходимых технических средств для ликвидации загрязнения. В первую очередь доставляются технические средства для локализации разлива и сбора жидкости, средства для временного хранения и транспортировки нефтяной смеси и мусора, а также вспомогательные технические средства, необходимые для проведения указанных работ. Одновременно на место аварии поставляются погрузочно-разгрузочные механизмы (автокраны, погрузчики, манипуляторы и т.д.) для разгрузки и расстановки технических средств. Обслуживающий персонал доставляется к месту аварии совместно с техникой (в кабинах транспортных средств) и на вахтовой машине. В последнюю очередь доставляются технические средства для окончательной очистки водной и грунтовой поверхностей (сорбенты, дисперганты и т.д.) и для рекультивации почв.

12.24 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода

Промысловые трубопроводы расположены на территории действующего месторождения.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Проектируемый трубопровод проложен параллельно промышленным трубопроводам, ВЛ, автодорогам в коридоре коммуникаций.

Основными критериями выбора трассы трубопровода служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности и уменьшение затрат на строительство и эксплуатацию. Учитывалась существующая транспортная схема позволяющая обеспечить возможность надзора за техническим состоянием трубопроводов, его оперативное обслуживание и ремонт.

Подключение проектируемой кустовой площадки выполнено к существующим коммуникациям по кратчайшему пути. Проектируемые трассы автодороги, ВЛ, промышленного трубопровода проложены в одном коридоре коммуникаций согласно технических условий на проектирование. Количественный анализ риска аварий согласно п. 8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора 30.11.2017 №515 выполнен данным разделом АОР и приведены в графической части. На территории расположения проектируемого трубопровода отсутствуют населенные пункты, промышленные предприятия, кроме кустовых площадок и коммуникаций к ним.

Расстояние между коммуникациями в коридоре (ВЛ, а/дороги, трубопроводов) принимается из условия обеспечения сохранности при строительстве, безопасности при проведении работ и надежности их в процессе эксплуатации, а также расстояния от оси подземных трубопроводов до зданий и сооружений и других инженерных сетей принимаются в зависимости от класса и диаметра трубопровода, транспортируемого продукта, назначения объекта в соответствии с требованиями п. 7.2 и таблица 6 ГОСТ Р 55990-2014.

При параллельном следовании трасс проектируемого трубопровода вдоль автодороги расстояние между низом откоса автодороги и трубопроводом принято не менее 10 м.

Расстояние от опоры ВЛ до 35кВ включительно до трассы проектируемого трубопровода принято не менее 5 м (таблица 2.5.40 ПУЭ).

В соответствии с п. 2.5.278 ПУЭ размещение арматурных узлов (наружных взрывоопасных зон) на проектируемом нефтегазопроводе предусматривается на расстоянии не менее полуторакратной высоты опоры от оси трассы ВЛ.

При параллельном следовании трасс трубопроводов в коридоре трубопроводов расстояние между ними принято минимально 8 м при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно.

Расстояние между коммуникациями в коридоре коммуникаций (ВЛ, а/дороги, трубопроводы) принимается минимальным с целью сокращения площади отводимой земли.

Трасса проектируемого трубопровода пересекают:

- автодорога (грунтовая);
- ВЛ6 кВ.

Трассы трубопроводов проходят в общем коридоре коммуникаций.

Строительство проектируемого трубопровода осуществляется в одну нитку.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 65

Способ прокладки трубопроводов принят подземный.

Исходя из условий защиты нефтегазопровода от механических повреждений, а также руководствуясь требованиями п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014, глубина заложения до верха трубы принимается не менее:

- на минеральных грунтах - 0,8 м.

Минимальная ширина траншеи принимается в соответствии с требованиями п. 9.3.5 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом ширины рабочего органа землеройной техники, равной 0,9 м.

Разработка грунта в траншеях на минеральных грунтах ведется экскаватором "обратная лопата", засыпка ведется экскаватором "обратная лопата" (или бульдозером).

Там, где не позволяют стесненные условия застройки - земляные работы необходимо вести вручную.

Выполнение строительно-монтажных работ по заливаемому суходолу должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров.

Дно траншеи под укладку трубопровода должно быть тщательно спланировано, убраны твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы. При прокладке трубопроводов в мерзлых грунтах и засыпке этими грунтами предусмотреть устройство подсыпки из мягких грунтов (сыпучий минеральный грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм) толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи. При этом должно обеспечиваться сплошное прилегание трубопровода. Засыпка трубопровода производится одноковшовым экскаватором и бульдозером. При прокладке трубопроводов на морозно пучинистых грунтах для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы предусмотреть замену грунта под трубопроводом – выполнить постель из песка толщиной 200 мм.

При засыпке траншеи необходимо обеспечить:

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

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом трубопровода или монтажом криволинейных участков из крутоизогнутых и гнутых отводов. Стальные бесшовные приварные крутоизогнутые отводы используются на углах поворота 90, 60, 45°. Кривые поворота (углы поворота) на линейной части трубопроводов, выполняемые с помощью гнутых отводов, проектируются с шагом градации 3° и в стесненных условиях трассы - 1°. Монтаж кривых поворота производится без обрезки прямых концов у гнутых отводов. Если при подходе прямого участка трубопровода к кривой поворота образуется строительный разрыв, то он восполняется вставкой, а не передвижкой кривой к уложенной нитке трубопровода.

Минимальные радиусы упругого изгиба трубопроводов приняты: для труб DN 150 в горизонтальной и вертикальной плоскостях – не менее 200 м.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате действия внутреннего давления и изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации.

12.24.1 Прокладка трубопроводов при пересечении коридоров коммуникаций

Пересечения отсутствуют.

12.24.2 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Проектируемый трубопровод пересекает промышленные автомобильные дороги без категории. Согласно п. 10.3.2 ГОСТ Р 55990-2014, угол пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами принимается, как правило, 90°, но не менее 60. Согласно п.10.3 ГОСТ Р 55990-2014 участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги, должны предусматриваться в защитном футляре.

Конструкцию защитных футляров при пересечении проектируемого нефтегазопровода с технологическими проездами без улучшенного покрытия выполнить по ТПР 01-07 (Футляр защитный для нефтепроводов и водоводов Ду 80....1000 мм). Футляры выполнены из трубы 426x10 мм по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80* из стали 09Г2С группа Д - с нормированием испытательного гидравлического давления.

Концы футляра на проектируемом нефтегазопроводе выводятся на 5 м от бровки земляного полотна автодороги, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи.

Диаметр защитного футляра принят на 200 мм больше диаметра проектируемого трубопровода (не менее 200 мм между наружным диаметром защищаемого трубопровода и внутренним диаметром защитного футляра). Толщина стенки стальной трубы футляра принята не менее 1/70 DN, но не менее 10 мм (ГОСТ Р 55990-2014 п.10.3.6). Глубина заложения от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра не менее 1,4 м.

На обоих концах кожуха предусмотрены уплотнения, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства в целях охраны окружающей среды.

Прокладка трубопровода под песчаными дорогами производится открытым способом в трубе-кожухе с футеровкой деревянными рейками или методом прокола.

При протаскивании через защитный футляр предусмотрены мероприятия по предотвращению повреждений наружного изоляционного слоя: обернуть проектируемый трубопровод двумя слоями нетканого синтетического материала.

После проведения работ по прокладке все пересекаемые участки автодорог должны быть восстановлены.

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
34-2020- ИОС7.2.ТЧ					

Ведомость пересечений трубопроводов с автодорогами приведена в таблице 12.13.

Таблица 12.12 - Ведомость пересечений трубопроводов с автодорогами

№ п/п	Местоположение по трассе, км	ПК	+	Наименование дороги	Угол пересечения, градусы	Категория дороги	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой	Владелец, адрес, телефон, факс
Нефтепровод от КП №14 – до УЗА №10											
1	1	6	49	грунтовая	90°	б/к	-	-	4,9	-	ООО «Пурнефть»

12.24.3 Пересечение трубопроводов с линиями электропередачи и воздушных коммуникаций

При пересечении трубопровода линией электропередач ВЛ, трубопровод проложен подземно.

Угол пресечения трубопровода с ВЛ до 35 кВ не нормируется (п.2.5.287 ПУЭ).

Расстояние от опоры ВЛ до 35 кВ включительно до трассы проектируемого трубопровода принято не менее 5 м (таблица 2.5.40 ПУЭ).

Ведомость пересечений трубопроводов с ВЛ, кабельными эстакадами приведена в таблице 12.13.

Таблица 12.13 - Ведомость пересечений трубопроводов с ВЛ, кабельными эстакадами

№ п/п	Местоположение по трассе			Наименование линии, напряжение	Число пересечений проводов	Расстояние от оси трассы до опор пересекемой линии, м		Угол пересечения, градусы	Схема расположения проводов	Номер и род опор		Высота проводов, м		Высота проводов в точке пересечения, м	Владелец, адрес, телефон, факс	Дата и температура воздуха	Примечание
	км	ПК	+			левый	правый			левый	правый	левый	правый				
Нефтепровод от КП №14 – до УЗА №10																	
1	1	1	59	ВЛ 6кВ на КП №14 (проект.)	-	-	-	67°	-	-	-	-	-	-	ООО «Пурнефть»	-	-

12.25 Обоснование безопасного расстояния от оси промышленного трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении промышленного трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами

Вблизи проектируемого промышленного трубопровода инженерных сооружений - мостов не имеется.

Проектируемый трубопровод проложен параллельно промышленным трубопроводам, ВЛ, автодорогам в коридоре коммуникаций.

Расстояние между коммуникациями в коридоре (ВЛ, а/дороги, трубопроводов) принимается из условия обеспечения сохранности при

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

строительстве, безопасности при проведения работ и надежности их в процессе эксплуатации, а также расстояния от оси подземных трубопроводов до зданий и сооружений и других инженерных сетей принимаются в зависимости от класса и диаметра трубопровода, транспортируемого продукта, назначения объекта в соответствии с требованиями п. 7.2 и таблица 6 ГОСТ Р 55990-2014.

При параллельном следовании трассы проектируемого трубопровода вдоль автодороги расстояние между низом откоса автодороги и трубопроводом принято не менее 10 м.

Расстояние от опоры ВЛ до 35кВ включительно до трассы проектируемого трубопровода принято не менее 5 м (таблица 2.5.40 ПУЭ).

В соответствии с п. 2.5.278 ПУЭ размещение арматурных узлов (наружных взрывоопасных зон) на проектируемом нефтегазопроводе предусматривается на расстоянии не менее полуторакратной высоты опоры от оси трассы ВЛ.

При параллельном следовании трасс трубопроводов в коридоре трубопроводов расстояние между ними принято минимально 8 м при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно.

Расстояние между коммуникациями в коридоре коммуникаций (ВЛ, а/дороги, трубопроводы) принимается минимальным с целью сокращения площади отводимой земли.

12.26 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Надежность трубопроводов при заданных условиях эксплуатации по давлению и температуре, которая определяется соответствием принятых конструктивных решений трубопровода (толщина стенки трубопровода, глубина заложения, радиусы изгиба, изоляционные покрытия и т.д.) обеспечена выполнением требований действующих норм.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость включает определение толщин стенок труб и соединительных деталей, проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения на неблагоприятные сочетания нагрузок и воздействий с оценкой прочности и устойчивости рассматриваемого трубопровода, включая оценку устойчивости положения (против всплытия).

12.27 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость включает определение толщины стенок труб и соединительных деталей, проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения на неблагоприятные сочетания нагрузок и воздействий с оценкой прочности и устойчивости рассматриваемого трубопровода, включая оценку устойчивости положения (против всплытия).

К постоянным нагрузкам относятся:

- собственный вес трубопровода, арматуры,
- вес изоляции,

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

- вес давления грунта (засыпки)
- предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю),
- гидростатическое давление воды.

К временным длительным нагрузкам относятся:

- внутреннее давление транспортируемой среды,
- вес транспортируемой среды,
- температурное изменение металла стенок трубопровода,
- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения и др.).

К кратковременным нагрузкам относятся:

- транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание.

При определении толщины стенок труб и соединительных деталей используются временные длительные нагрузки от внутреннего давления транспортируемой среды и от постоянных нагрузок - вес давления грунта.

При оценке устойчивости положения (против всплытия) используются постоянные нагрузки: собственный вес трубопровода, гидростатическое давление воды.

12.28 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

В зависимости от учитываемого состава нагрузок следует различать:

- основные сочетания нагрузок, состоящие из постоянных, длительных и кратковременных;
- особые сочетания нагрузок, состоящие из постоянных, длительных, кратковременных и одной из особых нагрузок.

Используется основные сочетания нагрузок.

12.29 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

Согласно п.7 ГОСТ Р 55990-2014 необходимый уровень конструктивной надежности промышленных 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.

Нефтегазопровод относятся к Н1 категории п.7.1.7 ГОСТ Р 55990-2014), его участки относятся к С категории согласно таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014.

Коэффициент надежности по материалу k_m принят для бесшовных труб, подвергнутых контролю в объеме 100% на сплошность металла неразрушающими методами.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 70

Коэффициент надежности по ответственности трубопровода k_n принят 1.1 (п.12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014).

Коэффициент условий работы m принят для участков трубопроводов С категории.

Коэффициент надежности по нагрузке k_f^1 (внутреннее давление среды (временные длительные нагрузки)).

Коэффициент надежности по нагрузке k_f^2 (собственный вес трубопровода (постоянные нагрузки)).

Коэффициент надежности по нагрузке k_f^3 (вес давления грунта (постоянные нагрузки)).

Коэффициент надежности по нагрузке k_f^4 (предварительное напряжение трубопровода – упругий изгиб (постоянные нагрузки)).

Коэффициент надежности по нагрузке k_f^5 (вес транспортируемой среды (временные длительные нагрузки)).

Коэффициент надежности по нагрузке k_f^6 (температурный перепад материала стенок трубопровода (временные длительные нагрузки)).

Коэффициент несущей способности k_s принят для труб равным 1,0.

Таблица 12.14 - Значения принятых коэффициентов

Наименование	Значение
Коэффициент надежности по материалу k_m	1,4
Коэффициент надежности по ответственности k_n	1,1
Коэффициент условий работы m (участки С категории)	0,767
Коэффициент надежности по нагрузке:	
k_f^1	1,15
k_f^2	1,1
k_f^3	1,2
k_f^4	1,0
k_f^5	1,0
k_f^6	1,1
Коэффициент несущей способности для труб k_s	1,0

Коэффициент несущей способности k_s для отводов приведен в таблице 12.15, для тройниковых соединений в таблице 12.16.

Таблица 12.15 - Коэффициент несущей способности для отводов (R=1,5DN)

Отвод, DN, мм	Коэффициент несущей способности
150	1,15

Таблица 12.16- Коэффициент несущей способности для тройниковых соединений

Тройник, DN, мм	Коэффициент несущей способности

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

150	1,45
-----	------

12.30 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Выбор материала трубопроводов произведен с учетом следующих технико-экономических показателей:

- температуры среды;
- давления в системе;
- климатических условий эксплуатации;
- коррозионной активности среды.

Выбор материала трубопроводов произведен с учетом следующих технико-экономических показателей:

- температуры среды;
- давления в системе;
- климатических условий эксплуатации;
- коррозионной активности среды.

Расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей определены согласно п.12 ГОСТ Р 55990-2014.

Расчет критической толщины стенки труб и деталей при отбраковке определяется по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_H}{2(R_1 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75 ; \text{ или } \delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_H}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75 ,$$

где $\delta_{отб}$ - толщина стенки трубы (или детали), при которой она должна быть изъята из эксплуатации, м;

P - рабочее давление, МПа;

D_H - наружный диаметр трубы или детали, м;

n - коэффициент перегрузки рабочего давления, равный 1,2;

R_1 - расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов, Па, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1;$$

α - коэффициент несущей способности; $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы; $\alpha = 1,3$ для отводов гладких и сварных при отношении радиуса изгиба трубы r к наружному диаметру D_H , равному 1; $\alpha = 1,15$ при $r/D_H = 1,5$; $\alpha = 1,0$ при $r/D_H = 2$ и более;

R_1^H - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, МПа;

R_2^H - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, МПа;

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

m_2 - коэффициент условий работы трубопроводов, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взры-

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 72

воопасных 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 трубопроводов принимается равным 1;

k_1 - коэффициент однородности материала труб: для чугунных труб $k_1= 0,6$; для бесшовных труб из углеродистой стали и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1= 0,8$; для сварных труб из углеродистой стали и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали $k_1= 0,85$.

Исходные данные и результаты расчетов труб нефтегазопроводов приведены в таблице 12.17.

Таблица 12.17 – Исходные данные и результаты расчета труб для нефтегазопроводов

Наименование параметров	Ед.изм.	Обозначение	Величина
1	2	3	4
Рабочее давление	МПа	P	4,00
Наружный диаметр трубопровода	мм	D	159
Принятая толщина стенки трубопровода и деталей трубопроводов	мм		8
Нормативные сопротивления по пределу прочности (временное сопротивление)	МПа	σ_u	510
Нормативные сопротивления по пределу текучести	МПа	σ_y	370
Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности		γ_{mu}	1,55
Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести		γ_{my}	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода		γ_n	1,1
Коэффициент условий работы		γ_d	0,767
Коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению)		γ_{fp}	1,15
Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности	МПа	R_u	229,43
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести	МПа	R_y	224,34
Расчетная толщина стенки трубы	мм	t_d	2,80
Толщина стенки, определяемая по пределу прочности	мм	t_u	2,74
Толщина стенки, определяемая по пределу текучести	мм	t_y	2,80
Коэффициент несущей способности соединительной детали		η	1,15
Расчетная толщина стенки отводов	мм	T_{fit}	3,22
Номинальная толщина стенки трубопровода	мм	t_n	8,00
Проверка условий прочности			
Кольцевые напряжения от внутреннего давления	МПа	σ_h	78,49
Условие выполняется		σ_l	да
Продольные напряжения $\sigma_h < \min \{R_u; R_y\}$:	МПа		-18,58

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Наименование параметров	Ед.изм.	Обозначение	Величина
1	2	3	4
			229,53
Условие выполняется			да
Эквивалентные напряжения $\sigma_l \leq f_l \sigma_y$	МПа	$\sigma_{эq}$	89,24
Условие выполняется			да
Коэффициент поперечной деформации материала труб		μ	0,324
Радиус упругого изгиба	м	R	200
Коэффициент линейного температурного расширения	(°C) ⁻¹	α	0,000012
Температурный перепад	°C	ΔT	60
Модуль упругости	МПа	E ₀	206000
коэффициент Пуассона		μ_0	0,3
Максимальная температура стенки трубы	°C		40
Минимальная температура монтажа	°C		-20
Расчетный коэффициент		f _l	0,6
Расчетный коэффициент		f _{eq}	0,9
Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов			
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода	МН	S	0,60
Условие выполняется $S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} \cdot N_{cr}$			да
Критическое продольное усилие	МН	N _{cr}	152076,3
Коэффициент запаса общей устойчивости		k _{u.b.}	1,3
Площадь поперечного сечения трубы	м ²	A _s	0,003793
Площадь поперечного сечения трубопровода "в свету"	м ²	A _i	0,019846
Расчетный радиус кривизны оси трубопровода	м	ρ_0	150
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх	МН/м	q*	2725,4
Погонный вес трубопровода	МН/м	w	292,1
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода	МН/м	q _s *	2433,3
Расчетный удельный вес грунта засыпки	МН/м ³	γ	19129,5
Глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы	м	H	0,8
Коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов		k _{H,c}	0,5
Сцепление грунта засыпки	МПа	c	4
Устойчивость положения трубопровода			
Суммарная расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вверх	МН	Q _{act}	194,7
Условие выполняется $Q_{act} \leq \frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$			да
Суммарная расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вниз	МН	Q _{pas}	292,1
Коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода		k _{n.f}	1,05

Марка стали для нефтегазопровода: 09Г2С.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Согласно выполненным расчетам для промышленных трубопроводов могут использоваться трубы стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости класса прочности К52 из сталей с нормативным сопротивлением по пределу прочности не менее 510 МПа, с нормативным сопротивлением по пределу текучести не менее 370 МПа.

Ударная вязкость основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей промышленных трубопроводов при минус 60°С должна быть не менее КСУ=34,3Дж/см² для номинальной толщины стенки от 6 до 12 мм включительно.

Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей приведены в таблице 12.18.

Таблица 12.18– Механические свойства основного металла труб и соединительных деталей

Марка стали	Времен. сопротивление разрыву, не менее, МПа	Предел текучести, не менее, МПа	Удлинение, не менее, %	Ударная вязкость, не менее, Дж/см ² при минус 60°С
09Г2С К52	510	370	20	34,3 (КСУ при минус 60°С) – толщиной от 6 до 12 включительно

Расчетный срок эксплуатации трубопроводов определен с учетом норм отбраковки по наименьшей отбраковочной толщине стенки.

Расчетный срок эксплуатации трубопроводов определен по формуле:

$$T = \frac{t - t_{отбр.}}{V_{кор.}}$$

где t – принятая толщина стенки, t_{отбр.} –отбраковочная толщина стенки, V_{кор.} – скорость коррозии среды.

Расчетная величина отбраковочного размера не может быть меньше, чем указанная в таблице № 1 приложения № 3 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов" (утв. приказом Ростехнадзора от 30 ноября 2017 г. №515): отбраковочная толщина стенки труб и деталей равна 2 мм для труб диаметром ≤ 114 мм; 2,5 мм для труб диаметром ≤ 219 мм.

Расчет срока эксплуатации трубопроводов выполнен при скорости коррозии не более 0,15 мм в год – для нефтегазопроводов, средне агрессивная среда согласно РД 39-0147103-362-86.

На кустах скважин предусмотрена закачка ингибитора коррозии в нефтегазопроводы.

Принятая в проектной документации толщина стенок труб обеспечивает прибавку на коррозию, достаточную для расчетного срока службы нефтегазопроводов не менее 20 лет.

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

12.31 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода

Габаритные размеры труб, допустимые отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны труб, применяемых для строительства трубопроводов должны соответствовать требованиям раздела 14 ГОСТ Р 55990-2014, ТУ на трубы и детали трубопроводов.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1% для труб толщиной стенки менее 20 мм. Кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины: общая кривизна не должна превышать 0,15% длины трубы.

В металле труб и изделий не допускаются трещины, плены, рванины и закаты, а также расслоения, превышающие пределы, установленные соответствующими нормативными документами на их поставку. В зоне шириной не менее 40 мм от торцов труб не допускаются расслоения, превышающие 6,5 мм. Не допускается никаких расслоений, выходящих на торцы труб и приварных изделий. Допускается зачистка поверхностных дефектов, кроме трещин, при условии, что толщина стенки после зачистки не выходит за пределы своего минимального значения.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом или с фаской. Отклонение от перпендикулярности торцов (косина реза) не должно превышать 1,2 мм для труб номинальным наружным диаметром менее 1020 мм.

Концы труб должны иметь фаску, выполненную механическим способом. Для труб номинальной толщиной стенки менее 15 мм используется фаска с углом скоса 30° и допускаемым отклонением минус 5°. Притупление должно быть в пределах 1-3 мм.

Ударная вязкость основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей промысловых трубопроводов при минус 60°С должна быть не менее $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ для номинальной толщины стенки от 6 до 12 мм включительно.

12.32 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)

Транспортирование труб должно проводиться железнодорожным (на открытом, подвижном составе), автомобильным или водным транспортом в соответствии с Правилами перевозки грузов и технических условий погрузки и крепления грузов, действующими на транспорте данного вида.

При транспортировании штабели труб или пакеты разделяют прокладками. На пол вагона или кузова автомашины должны быть уложены подкладки или пакеты труб должны иметь транспортные хомуты.

Согласовано		
Изн. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Изн. №		

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист 76

При транспортировании труб на платформах необходимо с боковых сторон устанавливать вертикальные деревянные стойки, связанные поверх труб проволокой. Расстояние между опорами при транспортировке труб для обеспечения жесткости принято для диаметров труб 100-500 мм – 4 м.

Для погрузки и разгрузки труб кранами и трубоукладчиками следует применять траверсы, мягкие канаты и мягкие полотенца; погрузка и разгрузка труб увеличенной длины должны производиться с применением специальной оснастки.

Перекатку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам. Перемещение труб и трубных секций волоком запрещается.

12.33 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, описание конструкций фундаментов, опор, системы молниезащиты, а также мер по защите конструкций от коррозии

Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, описание конструкций фундаментов, опор, системы молниезащиты, а также мер по защите конструкций от коррозии приведены в разделе КР «Конструктивные и объемно - планировочные решения».

12.34 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов

По трассе трубопроводов крутизна склонов более 15 градусов отсутствуют.

12.35 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

Подземная прокладка проектируемого трубопровода выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные промысловые трубопроводы».

При прокладке трубопроводов в морозно пучинистых грунтах для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы предусмотреть замену грунта под трубопроводом – выполнить постель из песка толщиной 200 мм.

Способ прокладки трубопроводов принят подземный.

Исходя из условий защиты нефтегазопровода от механических повреждений, а также руководствуясь требованиями п. 9.3.1 ГОСТ Р 55990-2014, глубина заложения до верха трубы принимается не менее:

- на минеральных грунтах - 0,8 м.

Глубина заложения от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра в соответствии с требованием п. 10.3.9.1 ГОСТ Р 55990-2014 принята не менее 1,4 м – для промысловых трубопроводов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

При пересечении существующих трубопроводов проектируемый трубопровод прокладывается с расстоянием в свету не менее 350 мм и укладывается ниже существующих трубопроводов.

12.36 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек

Проектируемый трубопровод по участкам, где наблюдаются осыпи, оползни, по участкам, подверженным эрозии, не проходят.

Переходы трубопроводов через болота

Трубопровод пересекает болото III типа. Переходы через болота запроектированы подземными. Заглубление трубопроводов не менее 0,6м до верха трубы от естественной отметки земли.

Разработка грунта в траншеях на суходоле и на болоте III типа – экскаватором на сланях (или на щитах, или по дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа); засыпка траншеи на болоте III типа – экскаватором на сланях (или на щитах, или по дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа).

Прокладку трубопроводов на болотах и обводненных участках следует производить преимущественно в зимнее время после замерзания верхнего торфяного покрова; при этом необходимо предусматривать мероприятия по ускорению промерзания грунта на полосе дороги для передвижения машин, а также выполнять мероприятия по уменьшению промерзания грунта на полосе рытья траншеи.

Таблица 12.19 - Протяженность прохождения трасс по участкам

Наименование участка	Болота I типа, м	Болота II типа, м	Болота III типа, м	Водные преграды (реки ручьи, озера), м	Суходол, м	Всего, м	В том числе затопляемый участок 4% ГВВ, м
Нефтепровод к.14 – узел запорной арматуры №10	-	-	1256	-	80	1336	-

Выполнение строительно-монтажных работ по заливаемому суходолу должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров.

Переходы трубопроводов через водные преграды

Проектируемый трубопровод не пересекает водных преград.

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

12.37 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубы

Устойчивость трубопровода на участках с высоким уровнем грунтовых вод, на переходах через затопливаемые участки и ручьи не характеризуется способностью сохранять неизменным положение на дне заполненной водой траншеи под действием внешних нагрузок.

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода в обводненной траншее необходимо, чтобы его вес под водой превышал выталкивающую силу (имел отрицательную плавучесть).

Результаты расчётов сведены в таблицу 12.25.

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, должна проверяться по условию (п.12.6.1 ГОСТ Р 55990-2014):

$$Q_{act} \leq Q_{pas} / \gamma_a$$

где Q_{act} - суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом; Q_{pas} - суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес); γ_a - коэффициент надежности устойчивого положения, равный 1,0.

Таблица 12.23 - Результаты расчета на плавучесть

Диаметр и толщина стенки трубопроводов, мм	Плотность воды (с учетом солей), кг/м ³	Ускорение свободного падения, м/с ²	Выталкивающая сила, Q_{act} , кг/м	k_{nf}	Q_{pas} / k_{nf} , кг/м	Вес, Q_{pas} , кг/м	Плавучесть, условие $Q_{act} \leq Q_{pas} / k_{nf}$
159x8	1000	9,81	10,01	1,05	27,8	29,79	отрицательная
Футляр 426x10 (для трубы 159x8)	1010	9,81	138,96	1,05	131,2	102,5+29,79=132,29	отрицательная

Трубы обладают отрицательной плавучестью, балластировка труб для закрепления их положения в пространстве не требуется.

12.38 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов

Проектируемый промысловый трубопровод судоходные и лесосплавные реки не пересекает, и установка сигнальных знаков не требуется.

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

Для предотвращения несанкционированного доступа к промысловым объектам, а также в целях противодействия возможным диверсионным актам

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

подъездная дорога на месторождение оборудована постом охраны, имеет круглосуточную внутреннюю охрану службой безопасности. Проектируемые узлы установки арматуры имеют ограждение, которое запирается на замок. Ограждение разработано в строительной части проектной документации.

Месторождение является территорией ограниченного доступа. Для предотвращения возможного вмешательства посторонних лиц в ход технологических процессов и противодействия террористическим проявлениям предусматривается ряд технических решений:

- въезд на территорию нефтяного месторождения имеет специальный пропускной режим;
- весь въезжающий и выезжающий автотранспорт регистрируется и подвергается обязательному досмотру с использованием технических средств;
- допуск персонала на объект производится строго по пропускам.

В ООО «Пурнефть» должно быть организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах и получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам.

При обнаружении признаков постороннего вмешательства необходимо осуществить незамедлительное оповещение соответствующих территориальных органов внутренних дел и органов по делам ГО и ЧС.

Охрана всех объектов ООО «Пурнефть», осуществляется охранным предприятием, на основании заключенного договора, в котором также предусмотрено взаимодействие при возникновении и ликвидации ЧС.

- Основными задачами охранного предприятия являются:
- обеспечение безопасности производственно-хозяйственной деятельности;
 - выявление и своевременное предотвращение внутренних и внешних угроз, возможных посягательств на законные права, интересы, имущество, экономическое благосостояние;
 - обеспечение личной безопасности руководства и персонала ООО «Пурнефть».

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов должны быть установлены охранные зоны.

- В охранных зонах без письменного разрешения организаций, их эксплуатирующих, запрещается:
- возводить любые постройки и сооружения;
 - высаживать деревья и кустарники, складировать корма, удобрения, материалы, содержать скот, устраивать водопой;
 - сооружать переезды, устраивать стоянки транспорта, размещать коллективные сады и огороды;
 - производить мелиоративные земляные работы;
 - производить строительные и взрывные работы, планировку грунта;

Согласовано		
Изм. № подл.		
Подп. и дата		
Взам. Инв. №		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ	Лист
							80

– проводить геологосъемочные, геологоразведочные, поисковые, геодезические и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта.

Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за эксплуатацию трубопроводов, в обязанности которого входит внесение всех изменений, касающихся строительства объектов в охранной зоне, пересечений с трубопроводами и коммуникациями другого назначения и конструктивных изменений объектов трубопроводов в процессе ремонта и реконструкции в исполнительную документацию.

Постоянный контроль за линейной частью проектируемого трубопровода осуществляется обходами, объездами для периодического наблюдения с регистрацией всех нарушений и повреждений на трубопроводах.

12.40 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности

Запроектированные объекты входят в состав действующего ОПО - «Система промысловых трубопроводов» объекта III класса опасности (регистрационный № А01-14182-0005 от 03.02.2016г., номер свидетельства о регистрации А01-14182 от 03.02.2016 г.).

Идентификация объекта (согласно статье 4 часть 1 №384-ФЗ):

1. Назначение: для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); для закачки пластовой воды в систему ППД.

2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность – к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.

3. Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения – вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала; оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.

4. Принадлежность к опасным производственным объектам - объект относится к категории опасных производственных объектов.

5. Пожарная и взрывопожарная опасность – пожаровзрывоопасный (нефтегазопроводы), пожаробезопасный (водоводы) (согласно статье 16 №123-ФЗ);

6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей – нет.

7. Уровень ответственности - повышенный.

В соответствии со статьей 2 часть 1, приложением 1 часть 2 №116-ФЗ проектируемый объект относится к опасным производственным объектам, на котором получают, используются, транспортируются опасные вещества: воспламеняющиеся вещества; горючие вещества; на котором используется оборудование, работающее под избыточным давлением газа более 0,07 МПа; проектируемый объект является составной и технологически связанной частью

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

комплекса ОПО, на котором ведутся горные работы – добыча полезных ископаемых нефти и попутного нефтяного газа.

В соответствии со статьей 48.1 часть 11 (в) статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ (№190-ФЗ) проектируемый объект является составной и технологически связанной частью комплекса ОПО, на котором ведутся горные работы – добыча полезных ископаемых нефти и попутного нефтяного газа и относятся к особо опасным и технически сложным объектам.

По проектируемым нефтегазопроводам транспортируется газосодержащая водонефтяная смесь. Нефть - легковоспламеняющаяся жидкость, взрывоопасность – не взрывоопасна, пары нефти в смеси с воздухом взрывоопасны, токсическая опасность – 3 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76. Попутный нефтяной газ - горючий газ, взрывоопасность – с воздухом образует взрывоопасную смесь, токсическая опасность – 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76. Категория наружных установок (узлы запорной арматуры) по взрывопожарной и пожарной опасности – АН.

Согласно статье 4 части 7, 8 №384-ФЗ уровень ответственности сооружений принимается повышенный.

Согласно примечанию 2 приложения А ГОСТ 27751-2014 "Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения" для отдельных зданий и сооружений ОПО допускается устанавливать класс КС-2, если на них не предусматривается постоянных рабочих мест и они не относятся к классу КС-3 по другим критериям.

По обеспечению промышленной безопасности проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- Технологический процесс на проектируемом объекте осуществляется по непрерывной схеме.
- Арматурные узлы размещены на открытой площадке.
- Принята герметичная система транспорта нефти и газа, пластовой воды.
- Подземная прокладка трубопроводов.
- Соблюдение минимально-допустимых разрывов в коридоре коммуникаций.
- Теплоизоляция трубопроводов и оборудования выполнена из негорючих материалов.
- Управление технологическим процессом по добыче и транспорту нефти автоматизировано.
- Для измерения текущих параметров давления на арматурных узлах установлены манометры.
- Обеспечено отсутствие постоянных выбросов в атмосферу.
- Освобождение трубопроводов от жидких продуктов производится в передвижные автоцистерны.
- Выбор материала оборудования, средств контроля и автоматизации, выполнен с учетом взрыво- и пожароопасности производства.

Согласовано		
Интв. №		
Подп. и дата		
Интв. № подл.		

- Для защиты от статического электричества арматура и трубопроводы заземлены.
- После полной готовности участка трубопровода производится испытание его на прочность, плотность и проверка на герметичность.
- Контроль качества, входной и операционный контроль труб, фасонных деталей, деталей трубопроводов и арматуры с целью повышения качества строительства.
- Для нефтегазопроводов предусмотрены трубы с наружным трехслойным и внутренним двухслойным покрытием.

Эксплуатацию промысловых трубопроводов необходимо выполнить согласно разделу XXIX «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

Согласно п. 399 эксплуатация средств измерения и систем автоматизации должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации и действующей нормативно-технической документацией.

Ревизия и поверка контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, а также блокировочных и сигнализирующих систем должны производиться по графикам, утвержденным техническим руководителем организации.

Запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

- не имеющими клейма или свидетельства о поверке, с просроченным клеймом или свидетельством о поверке;
- без свидетельств об аттестации (для контрольно-измерительных приборов, подлежащих аттестации);
- отработавшими установленный срок эксплуатации;
- поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке.

Согласно п. 402 манометры должны выбираться с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы. На циферблате манометров должна быть нанесена красная черта или укреплен на корпусе манометра красная пластинка, прилегающая к стеклу манометра через деление шкалы, соответствующее разрешенному рабочему давлению. Манометр, установленный на высоте от 2 до 3 м от уровня площадки для наблюдения за ним, должен быть диаметром не менее 160 мм.

Все контрольно-измерительные приборы, щиты управления, защитные металлорукава подводящих кабельных линий подлежат заземлению независимо от применяемого напряжения.

Все контрольно-измерительные приборы должны иметь надписи с указанием измеряемых параметров.

Согласно п. 408 предприятия должны разрабатывать мероприятия по подготовке ОПО к работе в зимний период. Мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу ОПО и обеспечивать возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Согласно п. 410 на трубопроводах должна быть проверена теплоизоляция, все выявленные случаи нарушения ее устранены, дренажные трубопроводы и вентили утеплены.

При замерзании влаги в трубопроводе должны быть приняты меры по:

- наружному осмотру участка трубопровода для того, чтобы убедиться, что трубопровод не поврежден;
- отключению трубопровода от общей системы.

В случае невозможности отключения трубопровода и угрозы аварии необходимо остановить установку и принять меры к разогреву ледяной пробки.

Согласно п. 417 разогрев ледяной пробки в трубопроводе должен производиться паром или горячей водой, начиная с конца замороженного участка. Запрещается отогревание замерзших спусков (дренажей) трубопроводов при открытой задвижке, а также открытым огнем.

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	34-2020- ИОС7.2.ТЧ

13 Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

ППР	Проект производства работ
ПТ	Промысловые трубопроводы
ОПБ	Опорный пункт бригады
ППД	Поддержание пластового давления
ДНС	Дожимная насосная станция
ВЛ	Высоковольтная линия

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

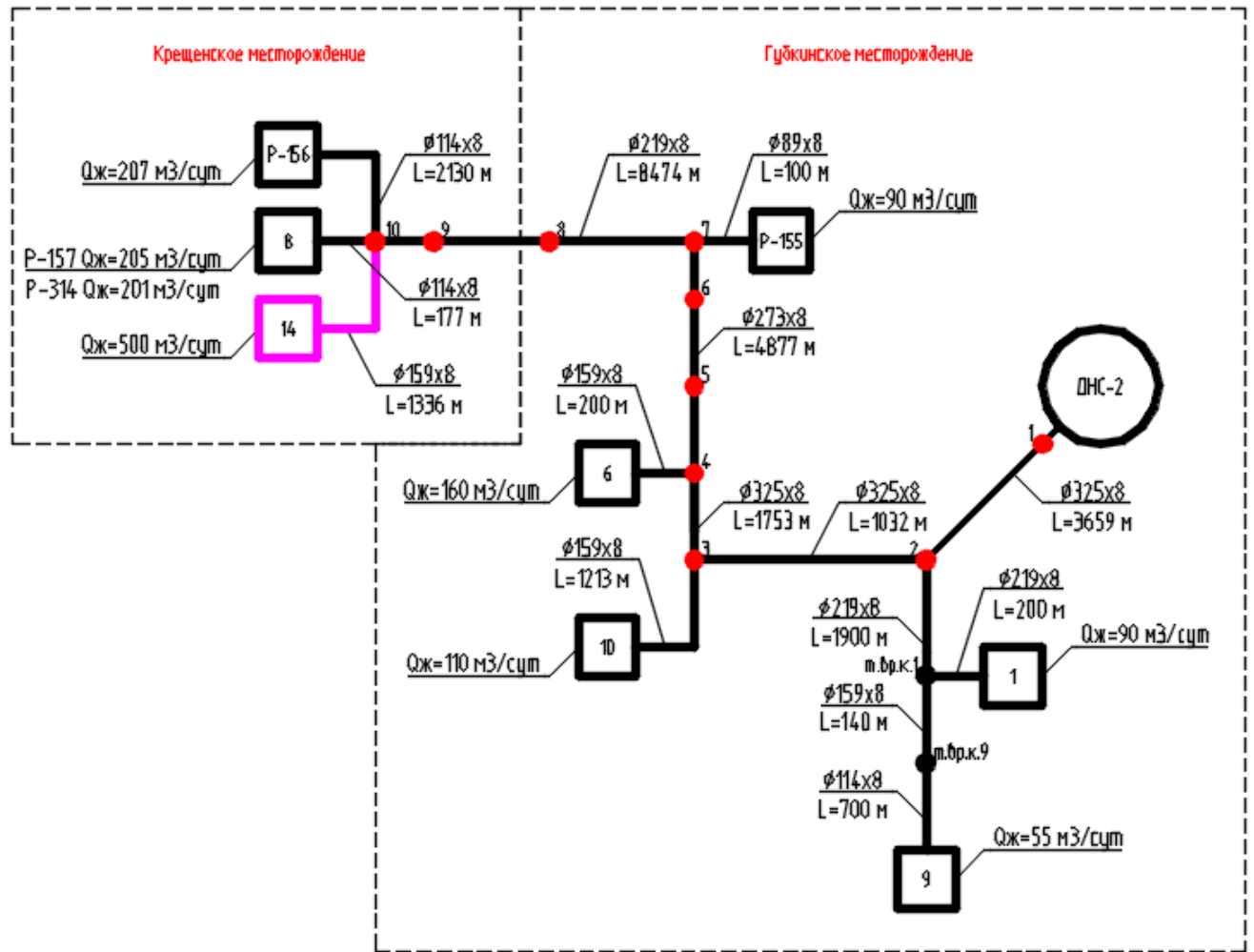
85

14 Перечень технических регламентов и нормативных документов

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации
2. Федеральный закон от 21 июля 1997г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
3. Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».
4. Федеральный закон РФ № 123-ФЗ от 22 июля 2008г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
5. Федеральный закон РФ №384-ФЗ от 30 декабря 2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
6. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию».
7. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
8. Постановление Правительства РФ от 25.04.12 №390 «О противопожарном режиме».
9. Приказ МЧС России от 28.12.2004 г. № 621 «Об утверждении правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
10. Приказ № 155 от 22.06.2006 Госэкспертизы проектов МЧС России «Об утверждении содержания раздела проекта «Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности».
11. ГОСТ 12.1.004-91*. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
12. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
13. ГОСТ 12.4.009-83. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды.
14. ГОСТ Р 12.4.026-2015. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
15. ГОСТ Р 55990-2014 «Трубопроводы промышленные. Нормы проектирования».
16. СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации».
17. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
18. Правила пожарной безопасности в лесах» (в ред. Постановления Правительства РФ от 30.06.2007 № 417).
19. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
20. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».
21. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

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

Приложение А Расчетная гидравлическая схема нефтегазосборных трубопроводов Крещенского месторождения нефти.



Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

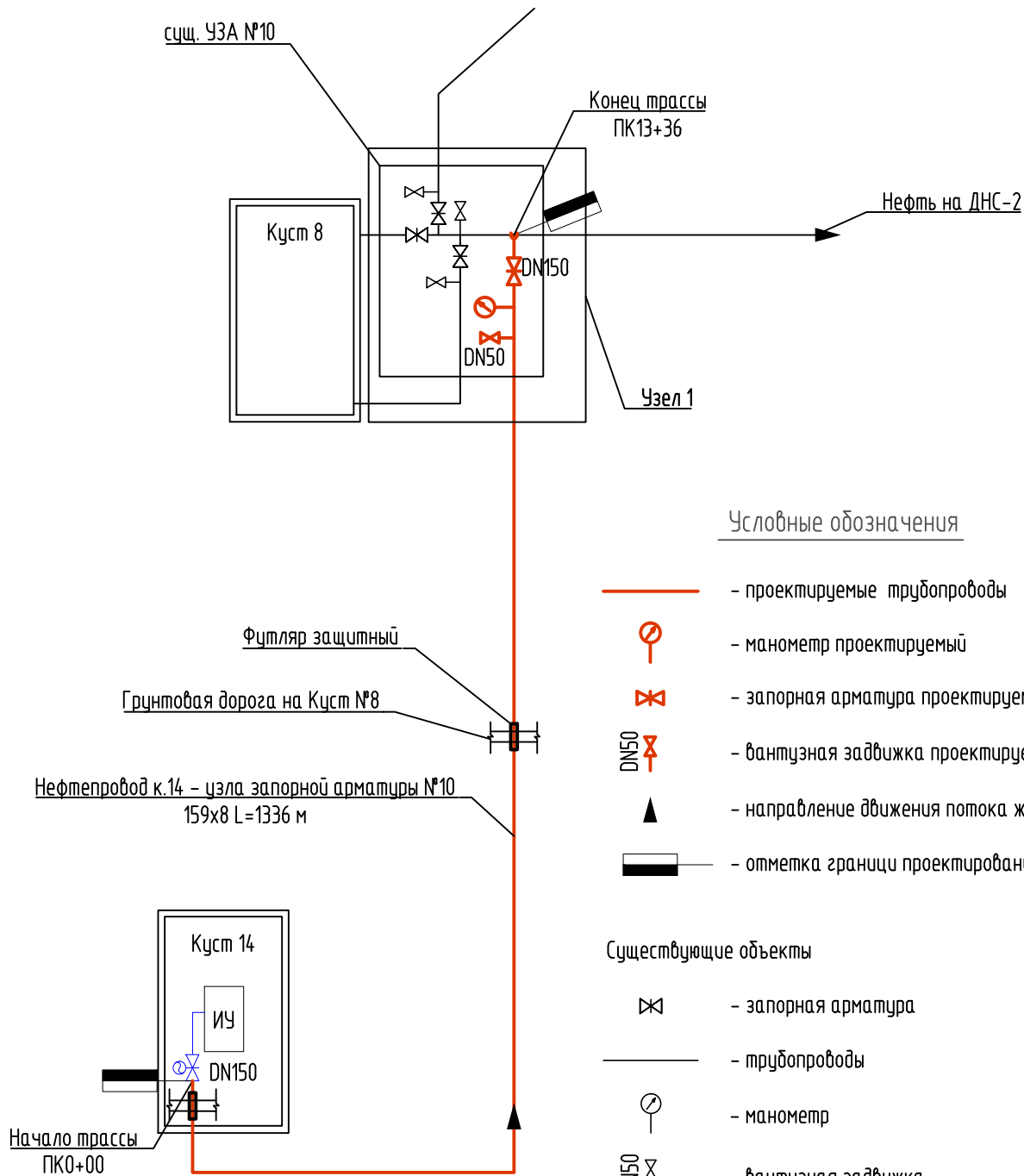
Инв. № подл.

Изм.	Кол.ч	Лист	Подок	Подп.	Дата

34-2020- ИОС7.2.ТЧ

Лист

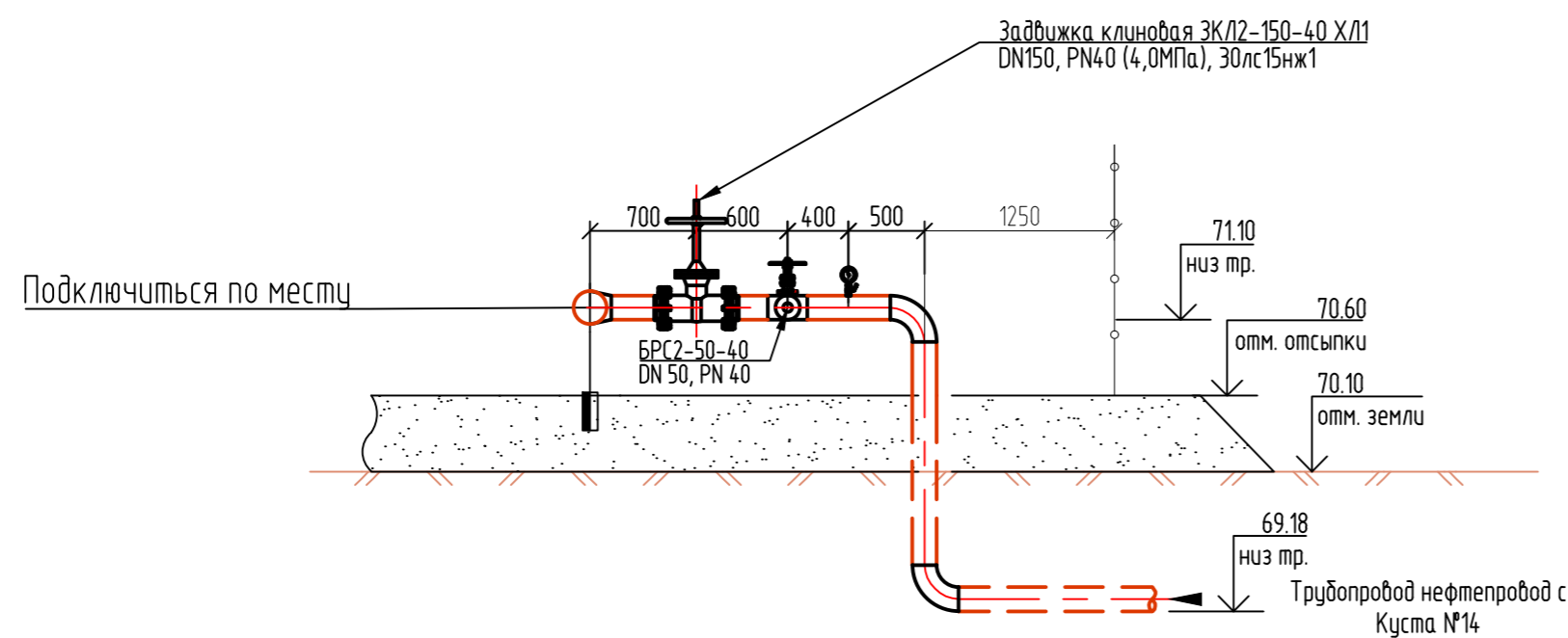
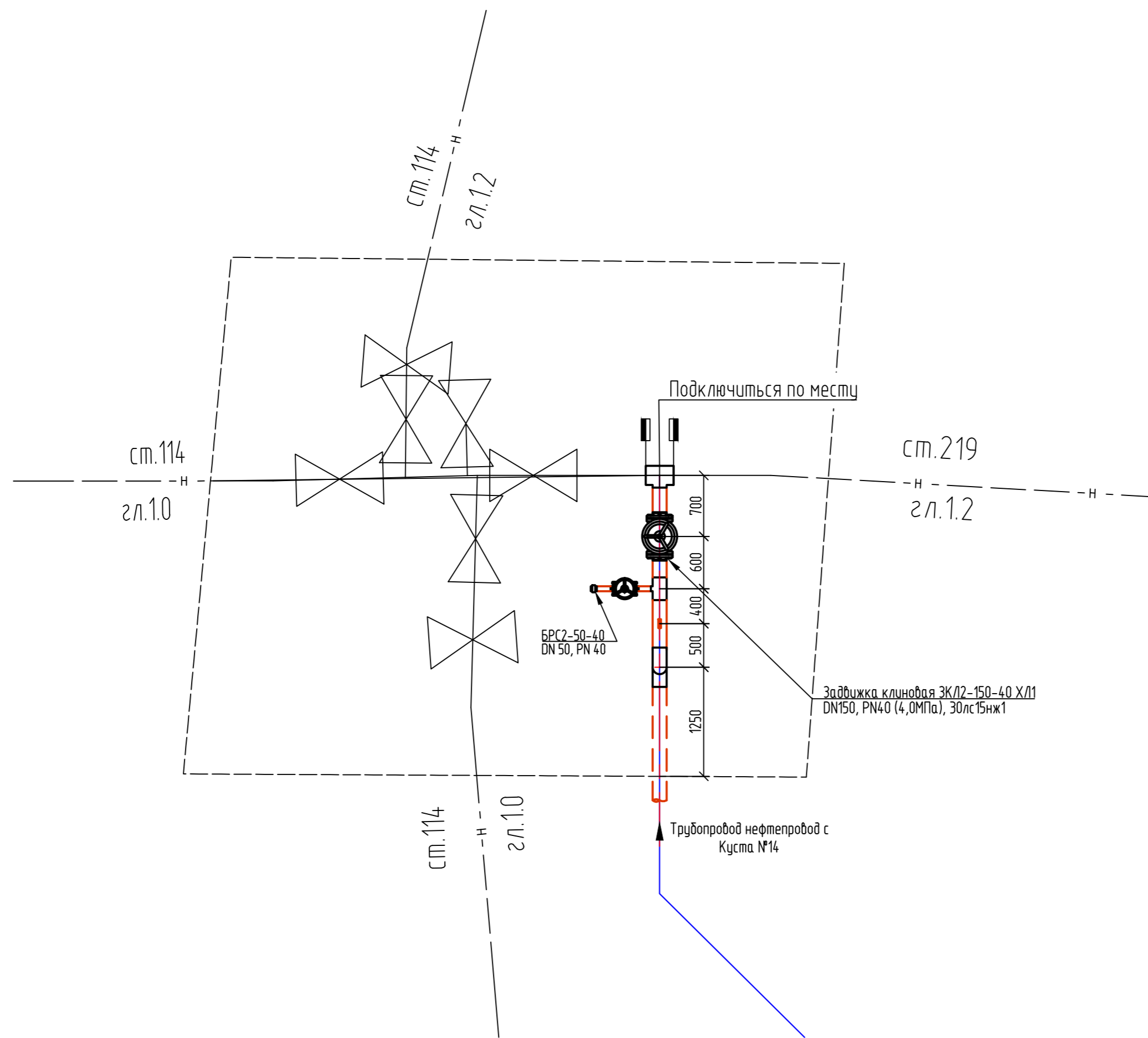
88



Инв. № подл.	Взам. инв. №	34-2020-ИОС7.2.ГЧ					
Подпись и дата		Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций					
Изм.	Кол.Уч	Лист	Иднок	Подпись	Дата	Куст скважин №14	
Разраб.		Исаева		<i>Исаева</i>	22.04.20	Стадия	Лист
Проверил		Халевина		<i>Халевина</i>	22.04.20	П	1
Н.контр		Ерофеева		<i>Ерофеева</i>	22.04.20	ООО "НИИЗПРОЕКТ"	
ГИП		Шайхутдинов		<i>Шайхутдинов</i>	22.04.20	Листов 2	
Схема технологическая						Формат А4	

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Масса ед., кг	Примечание
1	ЗКЛ2-50-40-ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая с ответными фланцами, с прокладками и крепежными изделиями (шпильки, гайки), DN 50, PN 4МПа, тип 30лс15нж1	шт.	1	27	
2	ЗКЛ150-40-ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая с ответными фланцами, с прокладками и крепежными изделиями (шпильки, гайки), DN 150, PN 4МПа, тип 30лс15нж1	шт.	1	145	
3		Труба 57х6-09Г2С	м	0,4	7,55	Наземная часть
4		Труба 159х8-09Г2С	м	3,5	29,79	Наземная часть
5		Труба 159х8-09Г2С с 3-х слойным наружным полиэтиленовым покрытием	м	4	29,79	Подземная часть
6	ГОСТ 17375-2001	Отвод круглоозогнутый 90° 159х8-4,0-К52 с 2-х слойным внутренним эпоксидным покрытием	шт.	1	11	Наземная часть
7	ГОСТ 17375-2001	Отвод круглоозогнутый 90° 159х8-4,0-К52 с 2-х слойным наружным эпоксидным покрытием	шт.	1	11	Подземная часть
8	ГОСТ 17376-2001	Тройник переходной 159х8-57х6-4,0-К52 с 2-х слойным наружным эпоксидным покрытием	шт.	1	12	Наземная часть
9	ГОСТ 17376-2001	Тройник переходной 219х8-159х8-4,0-К52 с 2-х слойным наружным эпоксидным покрытием	шт.	1	25	Наземная часть
10	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2" DN50, PN4, 0МПа со съемной заглушкой	шт.	1	7	
11	ТУ 25-02.180335-84	Манометр МП4-У-40	шт.	1	1,2	
12	СЗК 14-2-02	Бобышка М20х15 для установки отборного устройства давления на трубопроводе ЗК14-2-1-02, уст. 2а-2у	шт.	1		
13		Манжета термоусаживающаяся для трубы 159х8мм	шт.	2		компл.
14	ГОСТ 19903-74*	Табличка с технологической схемой узла Лист Б-ПН-0-3 600х600х3	шт.	1	8,48	компл.



					34-2020-ИОС7.2.ГЧ				
					Кустовая площадка №14 (скв. №315, №316), Крещенского месторождения с коридором коммуникаций				
Изм.	Кол.Уч	Лист	№ок	Подпись	Дата	Куст скважин №14	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Исаева			<i>Исаева</i>	22.04.20		П	2	
Проверил	Халыбина			<i>Халыбина</i>	22.04.20	Узел 1	ООО "НИИЗПРОЕКТ"		
Н.контр	Ерофеева			<i>Ерофеева</i>	22.04.20				
ГИП	Шайхутдинов			<i>Шайхутдинов</i>	22.04.20				

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