



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского
государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЛИГОНА ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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. Линейные трубопроводы**

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского
государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЛИГОНА ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

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. Линейные трубопроводы**

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2

**И.о. заместителя генерального директора-
Главный инженер**

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

И.В. Носов

2021

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



**ПРОЕКТ
ИНЖИНИРИНГ
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной
ответственностью
«ПроектИнжинирингНефть»**

Свидетельство СРО-П-011-16072009 от 24 август 2017 года

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЛИГОНА ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

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. Линейные трубопроводы**

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2

Главный инженер

Г.П. Бессолов

Главный инженер проекта

Я.В. Функ

2021

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

Обозначение	Наименование	Примечание
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-С	Содержание тома 5.7.2	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ГЧ	Текстовая часть	56 листов
Приложение А	Гидравлический расчет газопровода	1 лист
65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ГЧ, лист 1	Схема трубопроводов	1 лист

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
			Разраб.	Анваров			26.04.22	Содержание тома 5.7.2	ООО «ПроектИнжинирингНефть»		
			Пров.	Лысов			26.04.22				
			Н.контр.	Шварцбурд			26.04.22				
			ГИП	Функ			26.04.22				

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта ³	3
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка	5
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	7
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	8
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	9
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	10
6.1	Основные данные	10
6.2	Гидравлический расчет	10
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и свойств линейного объекта	11
7.1	Назначение трубопровода	11
7.2	Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость	11
7.2.1	Расчёт трубопровода на прочность	12
7.2.2	Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопровода	14
7.3	Основные технические решения промыслового трубопровода	16
7.4	Технические решения по диагностике трубопровод на этапе строительства	19
7.5	Запорная арматура	20
7.6	Конструктивные решения	21
7.6.1	Основные решения по прокладке	21
7.6.2	Прокладка трубопровода при пересечении с коммуникациями	23
7.6.3	Пересечения с воздушными линиями электропередач	24
7.6.4	Переходы трубопровода через автомобильные дороги	25
7.6.5	Переходы через водные преграды	25
7.7	Изоляция трубопроводов	26
7.8	Балластировка трубопровода	27
7.9	Очистка полости и испытание трубопровода	27
7.9.1	Очистка трубопровода	27
7.9.2	Испытания трубопровода	28
7.9.3	Общие требования к проведению испытаний трубопровода	29
7.9.4	Диагностика в период строительно-монтажных работ	30
7.10	Контроль качества и операционный контроль	30

Взам. инв. №		Подп. и дата		65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Копуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Текстовая часть				
Разраб.	Анваров			26.04.22	Стадия				Лист	Листов
Пров.	Лысов			26.04.22	П				1	60
Н.контр.	Функ			26.04.22	ООО «ПроектИнжинирингНефть»					
ГИП	Функ			26.04.22						

8	Перечень мероприятий по энергосбережению	33
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства объекта	34
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	35
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	36
12	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	37
13	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	38
14	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	39
15	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	40
16	Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	41
17	Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	42
18	Оценка возможных аварийных ситуаций	43
19	Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон	47
20	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов	48
21	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод	50
22	Обоснование пространственной жесткости конструкций	51
23	Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов	52
	Перечень принятых сокращений	53
	Перечень нормативно-технической документации	54

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

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть».

В административном отношении район изысканий находится в РФ, Архангельская область, Ненецкий автономный округ, МО «Муниципальный район» «Заполярный район», Большеземельская тундра, Южно-Шапкинское месторождение.

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар – находится в 80 км к северо-западу. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский расположен в 88 км к востоку от проектируемого объекта.

Дорожная сеть представлена внутри промысловыми дорогами. Доставка исполнителей изысканий и грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Рельеф прилегающей местности преимущественно равнинный, на отдельных участках всхолмлённый, осложнён заболоченными участками. Район изысканий расположен в лесотундровой природной зоне.

Гидрографическая сеть района работ представлена бассейнами рек Пятейвис и Серчейю и их притоками.

Климат континентальный, холодный, с избыточным увлажнением. Среднегодовая температура составляет -3,4°С до -3,9°С, в зимний период минимальная температура достигает -44 °С, летом – максимальная до +32 °С, среднегодовое количество осадков 430 - 470 мм. Характерны короткое (2-3 месяца), прохладное лето и продолжительная (6-7 месяцев) холодная зима с устойчивым снежным покровом. Снежный покров формируется в начале октября, а сходит в конце мая. Число дней со снежным покровом составляет 214 за год. Наибольшая высота снега за зиму достигает 80 см. Продолжительность светового дня в декабре – январе от 3 до 5 часов, апреле - июле от 18 до 22 часов. Продолжительность светового дня в зимний период 3-5 часов, летом 18-22 часа.

Территория изысканий находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Зона массивно-островного распространения ММП занимает от 10% в южной до 40% северной части территории. Здесь мерзлые породы встречаются на крупных массивах плоско- и выпукло-бугристых торфяниках и оторфованных приподнятых водораздельных пространствах, сложенных с поверхности морскими и ледниково-морскими отложениями. Нижняя граница мерзлых отложений фиксируется на глубинах от 15-20 до 50-70 м. Глубина сезонного оттаивания на безлесных пространствах составляет от 0,9 до 2,0 м. Близкие к нулевым температуры присущи периферийным частям мерзлых массивов. Наибольшие среднегодовые температуры грунтов плюс 2,7 - 4,4 °С наблюдаются в пределах полос стока.

На территории рассматриваемого района выявлены пески и песчаные грунты, распространенные в виде широких полос по долинам рек. Их толщина от 2 до 4м, по отдельным обнажениям от 10 до 15м.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							3

В соответствии с ботанико-географическим районированием Арктики и Субарктики участок изысканий входит в Восточноевропейскую подпровинцию Восточноевропейско- Западносибирской провинции субарктических тундр Циркумполярной тундровой области.

Участок изысканий приурочен к лесотундровому редколесью, мхами и лишайниками в сочетании с кустарничковыми и кустарниковыми зарослями в основном сильно заболоченными. Растительные сообщества, встречающиеся в районе исследований можно разделить на три яруса: верхний (до 20–40 см, иногда более высоты), образованный травянистыми растениями и кустарниками ивы, средний (5–15 см), сложенный кустарничками, и напочвенный (до 5 см), состоящий из мхов и лишайников, дающих до 90% покрытия. Некоторые стелющиеся кустарнички (ивы полярная и монетовидная, водяника) нередко находятся в одном ярусе со мхами и лишайниками. Территория округа омывается на западе водами Белого, на севере Баренцева и Печорского, на северо-востоке Карского морей, образующими многочисленные – заливы губы: Мезенскую, Чёшскую, Колоколковскую, Печорскую, Хайпудырскую и др.

Характерны густая речная сеть (в среднем 0,53 км на 1 км² площади), обилие озёр. Реки относятся к бассейнам морей Северного Ледовитого океана, имеют в основном равнинный характер, а на краях - порожистый. Питание преимущественно талыми снеговыми водами (до 75 % стока). Дождевые воды имеют подчинённое значение (15-20 % стока), доля подземных вод составляет 5-10 % либо практически отсутствует. Распределение стока носит резко выраженную сезонность с летней и зимней меженью, большим весенним и незначительным осенним паводками. Продолжительность ледостава 7-8 месяцев. Толщина льда к концу зимы достигает 0,7-1,2 м, а небольшие тундровые реки промерзают до дна.

Среди рек особое место занимает река Печора, в пределах округа находится её низовье (220 км) с обширной дельтой. Значительны реки Вижас, Ома, Снопа, Пёша, Волонга, Индига, Чёрная, Море-Ю, Коротайха, Кара, а также притоки Печоры - Сула, Шапкина, Лая, Колва, Адзьва.

Большинство озёр мелкие с площадью водного зеркала до 3 км² и средними глубинами 0,5-3 м, реже 4-5 м. Котловины озер в основном остаточного-ледникового и термокарстового происхождения, в долинах рек - реликтовые озера-старицы. Болота занимают 5-6 %, на побережье до 10-20 % территории. Глубина их от 0,5 до 2 м.

Среди факторов техногенного воздействия на природную среду разработка нефтяных месторождений играет ведущую роль. Южно-Шапкинское нефтяное месторождение представляет собой промышленный объект нефтедобычи.

Практически все нефтепромысловые объекты при их строительстве и эксплуатации несут потенциальную угрозу нарушения естественного состояния поверхностных водотоков и водоемов, которые являются наиболее уязвимой экосистемой.

Техногенное воздействие в районе изысканий постоянно возрастает. В процессе строительства происходит нарушение целостности поверхностного слоя грунтов, уничтожение почв, растительности, увеличение мощности сезонно-промерзающего слоя, создание препятствий стоку, изменение объемов стока, образование переувлажненных участков и специфических грунтов, изъятие аллювия с территории поймы и русла рек.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

4

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка

Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, на котором будет осуществляться строительство объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть».

Особенности распространения и степень проявления экзогенных геологических процессов тесно связаны с зональными и региональными природными факторами: рельефом, климатическими и мерзлотно-ландшафтными условиями, составом и свойствами грунтов.

В геокриологическом отношении изучаемая территория находится в зоны распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

В числе неблагоприятных процессов и явлений в пределах рассматриваемой территории присутствуют такие процессы, подтопление, пучение грунтов в зоне сезонного промерзания и подрабатываемость территории.

Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения и подтопления.

Подтопление. Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки или техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства. Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными, под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

По характеру подтопления подземными водами, согласно приложению И СП 11-105-97 [2] часть II, участки трассы нефтесборного коллектора и газопровода, к району I-A-2 сезонно (ежегодно) подтапливаемые, а площадку полигона можно отнести к району I-B-2 регулярно (ежегодно) подтапливаемые в результате систематических техногенных воздействий.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 [28] категория опасности по продолжительности формирования водоносного горизонта, менее 3 лет – весьма опасная.

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

Сезонное и многолетнее пучение. В пределах участка изысканий грунты могут проявлять пучинистые свойства в зоне сезонного промерзания. Пучение определяется глубиной сезонного промерзания и оттаивания, литологией грунтов и их влажностью.

Сезонноталый и сезонномерзлый слои (СТС, СМС) представляют собой верхние горизонты толщ соответственно мерзлых или талых грунтов, подвергающихся сезонным температурным преобразованиям.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ				
---------------------------	--	--	--	--

Лист
5

Основными факторами, влияющими на формирование деятельного слоя, являются: литологический состав и свойства грунтов, растительный покров, рельеф, дренированность поверхности, высота и плотность снежного покрова.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов рассчитана согласно приложению Г СП 25.13330.2020 [30], при условии сохранения естественных природных условий (растительного покрова, режима грунтовых вод) составляет от поверхности земли для песков (ИГЭ-1а) – 2,7 м, для двухслойной толщи (песок, суглинок) – 2,0 м.

Нормативная глубина сезонного оттаивания суглинков (ИГЭ-1м,2м) составляет - 1,7 м, для двухслойной толщи (песок, суглинок) – 1,5-2,6 м.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми или глинистыми грунтами.

По данным лабораторных испытаний относительная деформация морозного пучения грунта:

Слабопучинистый – ИГЭ 1а.

Сильнопучинистые – ИГЭ 1м, 2м.

Учитывая склонность грунтов к морозному пучению в условиях их полного водонасыщения, следует предусмотреть разработку соответствующих мероприятий, предохраняющих фундаменты опор от воздействия опасных касательных сил морозного пучения.

По категории опасности природных процессов территория изысканий относится к весьма опасной по пучению (таблица 5.1 СП 115.13330.2016). [28]

Согласно СП 14.13330.2018 Приложение А, [29] интенсивность сейсмического воздействия для района строительства в соответствии с картой А общего сейсмического районирования России ОСР-2015 составляет 5 баллов.

По категории опасности природных процессов территория изысканий относится умеренно опасной по сейсмичности (таблица 5.1 СП 115.13330.2016). [28]

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть».

В геологическом строении района работ в пределах глубины изысканий (до 17,0 м) принимают участие четвертичные ледниково-морские отложения, перекрытые на отдельных участках техногенными грунтами.

Грунты находятся как в талом, так и в многолетнемерзлом состоянии.

Сводный геолого-литологический разрез исследуемой территории, в пределах глубины изысканий следующий (сверху вниз):

Четвертичная система Q

Современные отложения QIV

Почвенно-растительный слой (pQIV), мощность 0,2 м.

Техногенные отложения (tQIV)

Техногенный грунт (ИГЭ-1а) вскрыт повсеместно представлен песком мелким, коричневым средней степени водонасыщения, мощностью 0,5-4,6 м.

Ледниково-морские отложения (gmQIII)

Суглинок серый пластичномерзлый (ИГЭ-1м) льдистый, криогенная текстура слоистая, с единичными включениями слабоокатанных гравия и гальки кварцево-кремнистого состава. Суглинок встречен на полигоне на глубине 0,2-3,0 м, вскрытая мощность 0,8-3,8 м.

Суглинок серый пластичномерзлый (ИГЭ-2м) слабольдистый, криогенная текстура слоистая, с единичными включениями слабоокатанных гравия и гальки кварцево-кремнистого состава. Суглинок встречен повсеместно на глубине 0,2-4,6 м, вскрытая мощность 3,5-15,6 м.

По результатам материалов бурения скважин, опытных полевых работ и лабораторных исследований грунтов в соответствии с требованиями СП 22.13330.2016, [20] ГОСТ 25100-2020 [16] в пределах участка изысканий выделено 1 талый и 2 мерзлых инженерно-геологических элемента (ИГЭ).

Талые грунты:

ИГЭ-1а Техногенный грунт tQIV;

Мерзлые грунты:

ИГЭ-1м – Суглинок пластичномерзлый льдистый gmQIII;

ИГЭ-2м – Суглинок пластичномерзлый слабольдистый gmQIII.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							7

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

Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части участка, на котором будет осуществляться строительство линейных объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть».

В гидрогеологическом отношении район относится к Большеземельскому артезианскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна. [30]

Гидрогеологические условия рассматриваемой территории характеризуются развитием надмерзлотных подземных вод сезонно-талого слоя и подземных вод таликовых зон. Воды сезонноталого слоя формируются в теплый период года за счет таяния снега и льда на кровле многолетнемерзлых пород. Они залегают близко к земной поверхности, претерпевая сезонные фазовые переходы, и контролируются глубиной сезонного оттаивания. Водоупором для вод сезонноталого слоя является толщина многолетнемерзлых пород. Питание этих вод происходит за счет атмосферных осадков и протаивания мерзлых пород. В теплый период года воды сезонноталого слоя сливаются с водами таликовых зон и образуют единый водоносный горизонт, имеют общую свободную поверхность с единым уровнем грунтовых вод.

На период изысканий (сентябрь 2021г.) подземные воды не встречены.

В периоды строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, в результате планировки территории и нарушении естественного стока, а также в периоды интенсивного снеготаяния или продолжительных дождей возможно образование временного горизонта типа «верховодка до глубины 1,0 м.

По характеру подтопления подземными водами, согласно приложению И СП 11-105-97 [2] часть II, участки трассы нефтесборного коллектора и газопровода, к району I-A-2 сезонно (ежегодно) подтапливаемые, а площадку полигона можно отнести к району I-B-2 регулярно (ежегодно) подтапливаемые в результате систематических техногенных воздействий.

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 [28] категория опасности по продолжительности формирования водоносного горизонта, менее 3 лет – весьма опасная.

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения и утилизации дренажных вод.

По химическим анализам водной вытяжки из грунта, согласно таблицам, В.1, В.2 СП 28.13330.2017 [26] грунты на всем участке изысканий, коррозионная агрессивность по отношению к бетонным конструкциям марки W4 – неагрессивная, W6 и W8 - неагрессивная, к железобетонным – неагрессивная.

Коррозионная агрессивность грунтов к стали по данным лабораторных испытаний согласно ГОСТ 9.602-2016 [8] (Таблица 1) – низкая, средняя и высокая.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							8

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и свойств линейного объекта

7.1 Назначение трубопровода

В данной проектной документации предусматривается строительство газопровода предназначенного для транспорта газа от компрессорной до полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения для собственных нужд полигона.

Начало трассы газопровода соответствует точке врезки в существующий трубопровод. Конец трассы газопровода соответствует границе площадки полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Исходные данные по проектируемому трубопроводу, протяженность и характеристика трассы проектируемого трубопровода приведена в таблице 6.1 и на схеме трубопровода в графической части.

7.2 Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость

Экономическая эффективность строительства и эксплуатации нефтепромысловых трубопроводных систем зависит от объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат на их содержание и ремонт. Опыт нефтедобывающих предприятий показывает, что, как правило, увеличение капитальных затрат за счет применения труб повышенной эксплуатационной надежности при строительстве трубопровода приводит к снижению эксплуатационных расходов и, в конечном счете, к повышению экономической эффективности. Выбор материалов, изделий и технических решений производится из условия обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, экономической эффективности, технологичности строительства.

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

Учитывая ответственность трубопровода, в соответствии с заданием на проектирование заказчика - ТПП «Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Коми», в проектной документации для газопровода приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С, класс прочности К48, с дополнительными требованиями по ударной вязкости на образцах Менаже (КСУ) не менее 34,3 Дж/см² (3,5 кгс•м/см²) при температуре минус 60 °С при толщине стенки до 12 мм, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана (толщина 100 мм) в защитной оболочке из оцинкованной стали.

Трубы для соединительных деталей трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб из стали 09Г2С.

Соединение труб по трассе - по технологии ручной электродуговой сварки с защитой сварных стыков втулкой.

При выборе труб учитывались климатические характеристики района строительства, принятые согласно СП 131.13330.2018 и материалов строительства, а именно, минимальная температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет **минус 36 °С**. Значение ударной вязкости на

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

Изн.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

11

стальных трубах, гарантированное заводом–изготовителем, для климатических условий данного месторождения соответствует требованиям нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014 п.14.1.7).

Техническая характеристика проектируемых стальных труб приведена в таблице 7.1.

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

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.5.5) необходимая надежность трубопровода обеспечивается:

- проведением строгого контроля качества поступающих для обустройства материалов, арматуры и оборудования;
- применением труб из сталей улучшенных технических характеристик и повышенной коррозионной стойкости с внутренним заводским антикоррозийным покрытием, с толщинами стенок, превышающими расчетные;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;
- выбор оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки;
- установкой отсекающей арматуры на врезках.

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

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

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

За расчетную температуру эксплуатации проектируемого газопровода принята температура перекачиваемого продукта, равная температуре плюс 20 °С.

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблицах 7.1 - 7.4.

7.2.1 Расчёт трубопровода на прочность

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

$$t_d = \max \{t_u; t_y\} \quad (7.1)$$

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

$$t_u = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u} \quad (7.2)$$

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм.	Копуч.	Лист	№ док

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ				
Лист				
12				

$$t_y = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y} \quad (7.3)$$

где p – рабочее давление, МПа;

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

D_n — наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u — расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y — расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

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

$$R_u = \frac{y_{du}}{y_{mu} \cdot y_n} \sigma_u \quad (7.4)$$

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

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

σ_u — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

y_n — коэффициент надежности по ответственности трубопровода принимается 1,10, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.1.7).

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

$$R_y = \frac{y_{dy}}{y_{my} \cdot y_n} \sigma_y \quad (7.5)$$

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

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

σ_y — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел текучести, МПа.

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

Механические характеристики материала, используемых в проектной документации труб приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Механические характеристики металла труб

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							13

Марка стали	Конструкция трубы	σ_u , МПа (кгс/мм ²)	σ_y , МПа (кгс/мм ²)	Ударная вязкость (КСУ), кгс•м/см ² (t= минус 60°С)	Относительное удлинение, %
09Г2С (К48)	Стальные бесшовные трубы	470 (48)	265 (27)	3,5	не менее 21

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки трубопровода приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Результаты расчета толщины стенки трубопровода

D_n , мм	p , МПа	y_{mi}	y_{du}	y_{dy}	y_{fp}	R_u , МПа	R_y , МПа	t_d , мм	t_u , мм	t_y , мм	$t_{прин}$, мм	Минимальный радиус упругого изгиба расчетный, м
57	0,6	1,4	0,76	0,76	1,1	231,9	159,2	0,1	0,1	0,1	6,0	100

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

Однако для данных трубопроводов принимается увеличенная толщина стенки исходя из номенклатуры заводов-изготовителей и пожеланий Заказчика, также это способствует увеличению срока службы трубопроводов.

7.2.2 Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопровода

Расчет срока эксплуатации трубопровода в проектной документации выполнен с учетом повышенной толщины стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии трубной стали.

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

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

Скорость коррозии металла для среднеагрессивной среды для труб принимается не более 0,2 мм/год.

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

$$T = \frac{\delta_{отбр} - \delta_{нач}}{a_k} \quad (7.6)$$

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

$\delta_{отбр}$ — отбраковочная толщина стенки в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 г N534 (таблица 1, приложение 8), мм;

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

Согласно табл. 1, приложению 8 Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Колуч.	Лист
№ док	Подп.	Дата

промышленности» в качестве отбраковочной толщины стенки трубы назначается большая из полученных по формулам:

$$\delta_{100\%} = \frac{\alpha n P D_n}{2(R_1 + nP)} \quad (7.7)$$

$$\delta_{20\%} = \frac{\alpha n P D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \quad (7.8)$$

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

P — рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n — наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты расчета отбраковочной толщины стенки приведены в таблице 7.3

Таблица 7.3 - Результаты расчета отбраковочной толщины стенки трубопроводов

D_n , мм	P , МПа	n	R_1 , МПа	$\delta_{1отб}$, мм	$\delta_{2отб}$, мм	$\delta_{отбр}$ расч, мм
57	0,6	1,2	180,5	0,1	0,1	0,1

Результаты расчета срока службы трубопровода приведены в таблице 7.4.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	15

Таблица 7.4 - Расчетный срок службы трубопровода

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм		Скорость коррозии, (мм/год)	Расчетный срок службы (Т), лет
	Отбраковочная по Приказу № 534 ($\delta_{отбр}$)	Принятая толщина стенки ($\delta_{нач}$)		
57	2,0	6,0	0,1	40,0

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

Согласно ст.7 от 21.07.1997 № 116-ФЗ, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (п.21, п.27, п.28) по достижении гарантированного срока службы дальнейшая эксплуатация устройств, оборудования и сооружений без проведения экспертизы промышленной безопасности и установления срока дальнейшей безопасной эксплуатации объекта не допускается.

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

В процессе проведения экспертизы промышленной безопасности трубопровод подлежит техническому диагностированию, по результатам которого определяется состояние трубопровода, фактическая скорость коррозии металла труб, оборудования и изоляции.

7.3 Основные технические решения промыслового трубопровода

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

Проектная документация выполнена на основании:

- задания на проектирование объекта «Реконструкция полигона Южно-Шапкинского нефтегазоконденсатного месторождения» утвержденного первым заместителем генерального директора – Главного инженера ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д. А. Баталовым;
- технических отчетов по инженерным изысканиям, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть».

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

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

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							16

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

Выбор трассы и размещение объектов ВПТ производится на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, распределения близлежащих мест заселения, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность ВПТ.

Трасса трубопровода располагается в зоне распространения вечномерзлых и многолетнемерзлых грунтов, в том числе характеризующимися свойствами пучинистости, в связи с этим трубопроводы прокладываются надземно по эстакадам и строительным металлоконструкциям по I принципу, согласно СП 25.13330.2012. Эстакады являются непроходными.

Высота прокладки трубопроводов на эстакадах от поверхности снежного покрова до низа трубопроводов не менее 0,5 м в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода используются естественные повороты трассы для естественной самокомпенсации, а также предусматривается установка вертикальных и горизонтальных компенсаторов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых гнутых отводов. Надземная прокладка предусматривается на свайных металлических опорах по рельефу местности.

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

Повороты трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскости следует выполнять монтажом криволинейных участков из гнутых отводов и отводов заводского изготовления.

Для трубопроводов применяются П-образные компенсаторы с углами 90°. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямых участков труб и гнутых отводов с радиусом гнутья 1,5 DN.

Пролет надземного участка трубопровода должен удовлетворять условиям статической прочности и аэродинамической устойчивости. Величина пролета должна приниматься как меньшее из расчетных значений. Согласно расчету, принятое расстояние между опорами обеспечивает прочность и устойчивость трубопровода. Конструкция и шаг расстановки компенсаторов приняты по результатам выполненных расчетов по программе «СТАРТ-ПРОФ». Надземные участки так же проверены на допустимые продольные напряжения в теле трубы и нагрузки на опоры и перемещения в расчетном комплексе «СТАРТ-ПРОФ».

Целью расчета является определение оптимальных параметров компенсационных блоков в зависимости от толщины стенки проектируемого трубопровода, а также класса прочности и условий работы стали. Определение нагрузок на трубопровод для расчета шага расстановки опор из условий прочности, жесткости и аэродинамической устойчивости выполнено согласно разделу 12 СП 36.13330.2012, СП 20.13330.2011 и результатам инженерных изысканий.

Участки трубопроводов при надземной прокладке изолированы под опорами. Для изоляции применен диэлектрический полимерный материал (фторопласт).

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Расстояния от оси проектируемого трубопровода до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 6, 7), ПУЭ (изд. 7) (табл. 2.5.39).

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями ВЛ 6 кВ составляет:

- не менее высоты опоры.

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

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

Соединение труб между собой и с деталями по трассам и на узлах запорной арматуры предусмотрено по технологии ручной электродуговой сварки.

Сварку и контроль сварных стыков стальных труб необходимо производить согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88 и ВСН 006-89, технических требований на трубы.

Проектируемый трубопровод пересекает опасные участки:

- автомобильные дороги, приведены в таблице 7.10;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

В соответствии с пунктами 955-957 Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» трасса трубопровода на местности должна обозначаться щитовыми указателями, устанавливаемыми на высоте 1,5 - 2 м. Оповестительные знаки необходимо установить:

- на всех углах поворота;
- на переходах через искусственные препятствия (пересечения с коммуникациями, автомобильными дорогами, реками);
- на прямолинейных участках в пределах видимости, на углах поворота, пересечениях с естественными и искусственными преградами;
- по трассе не реже, чем через 1000 м.
- на опознавательном знаке указывается:
 - назначение трубопровода;
 - диаметр;
 - километр и ПК трассы;
 - охранный зона;
 - владелец трубопровода;
 - номер телефона эксплуатирующей организации.

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

7.4 Технические решения по диагностике трубопровод на этапе строительства

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

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

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

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

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ				
Лист				
19				

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

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземные участки узлов запорной арматуры теплоизолируются. Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры должны быть съёмными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 (п.5.20).

На всех узлах запорной арматуры, на прямых участках до и после задвижек предусматривать в теплоизоляции съёмные лючки для подключения диагностических приборов.

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

Конструкция теплоизоляционного покрытия приведена в разделе «Изоляция трубопроводов».

7.6 Конструктивные решения

7.6.1 Основные решения по прокладке

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

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

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

Трассы трубопроводов располагаются в зоне распространения вечномёрзлых и многолетнемерзлых грунтов, в том числе характеризующимися свойствами пучинистости, в связи с этим трубопроводы прокладываются надземно по эстакадам и строительным металлоконструкциям по I принципу, согласно СП 25.13330.2012. Эстакады являются непроходными.

Способ прокладки трубопровода – надземный. Высота прокладки трубопроводов на эстакадах от поверхности снежного покрова до низа трубопроводов не менее 0,5 м в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.5.2.

С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода используются естественные повороты трассы для естественной самокомпенсации, а также предусматривается установка вертикальных и горизонтальных компенсаторов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых гнутых отводов. Надземная прокладка предусматривается на свайных металлических опорах по рельефу местности.

Значение допустимых радиусов упругого изгиба для трубопровода приведено в таблице 7.2.

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

Повороты трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскости следует выполнять монтажом криволинейных участков из гнутых отводов и отводов заводского изготовления.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							21

В качестве скользящих опор приняты скользящие хомутовые опоры для трубопроводов в теплоизоляции из ППУ. Конструкцию скользящей опоры см. рисунок 7.3

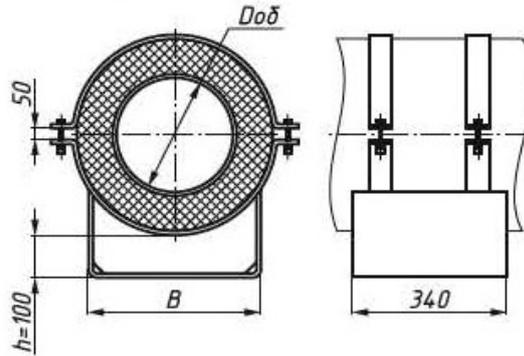


Рисунок 7.3 Конструкция скользящей опоры

Принятые расстояния обеспечивают безопасность при проведении работ и надежность трубопроводов в процессе эксплуатации.

Соединение труб между собой и с деталями по трассе и на узлах запорной арматуры предусмотрено по технологии ручной электродуговой сварки.

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

Планы и продольные профили трасс приведен в разделе «Схема планировочной организации земельного участка».

7.6.2 Прокладка трубопровода при пересечении с коммуникациями

Проектируемые газопроводы пересекают существующие трубопроводы.

При пересечении существующих трубопроводов проектируемый трубопровод прокладывается с обеспечением расстояния в свету между трубами не менее 350 мм в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.9). Пересечения с действующими трубопроводами выполняются под углом не менее 60°.

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

Таблица 7.5 – Ведомость пересекаемых коммуникаций

Положение по трассе			Наименование, напряжение, направление	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы				Отметки проводов и земли в точке пересечения		Примечание: владелец, ТУ, согласования
км	ПК	+				левая опора		правая опора		земля	н.пр.	
						№	расст., м	№	расст., м			
Газопровод												
0,0 3	0	25,4 8	Водовод ст.159	88°						108,9 9	113,0 9	ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
0,0 3	0	26,4 2	Нефтепровод ст.219	87°						108,9 8	111,5 8	

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Положение по трассе			Наименование, напряжение, направление	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы				Отметки проводов и земли в точке пересечения		Примечание: владелец, ТУ, согласования
км	П К	+				левая опора		правая опора		земля	н.пр.	
						№	расст., м	№	расст., м			
0,03	0	26,72	Водовод ст.159	86°					108,97	113,07		
0,03	0	27,29	Нефтепровод ст.219	89°					108,96	111,56		
0,03	0	27,68	Водовод ст.159	87°					108,95	113,05		
0,03	0	28,28	Нефтепровод ст.219	87°					108,93	111,13		
0,03	0	29,29	Водовод ст.114	87°					108,90	111,60		
0,04	0	43,48	Нефтепровод ст.426	86°					109,10	113,80		

7.6.3 Пересечения с воздушными линиями электропередач

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие и проектируемые линии электропередач – ВЛ 6.

Ведомость пересечений трубопроводов с линиями электропередач представлена в отчете по инженерным изысканиям выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть» и в таблице 7.6.

Пересечения с линиями электропередач выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ п.2.5.279...2.5.290. Прокладка трубопроводов надземная.

Охранная зона электрических сетей для линий напряжением:

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

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

В местах пересечения трубопроводы на эстакадах защищаются ограждениями, исключающими попадание проводов на трубопровод при обрыве или падении опор. Согласно требованию, п.2.5.280 ПУЭ (изд. 7), длина ограждения принята не менее высоты опоры в каждую сторону.

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

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

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

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 7.6 - Ведомость пересечений с воздушными линиями электропередач

Положение по трассе			Наименование, напряжение, направление	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы				Отметки проводов и земли в точке пересечения		Примечание: владелец, ТУ, согласования
км	ПК	+				левая опора		правая опора		земля	н.пр.	
						№	расст., м	№	расст., м			
Газопровод												
0,1 2	1	20,4 1	ф.5ш ВЛ 6кВ	65°	3	1 1	24,70	1 2	21,53	109,8 0	118,3 5	ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
0,1 3	1	31,0 3	ф.12ш ВЛ 6кВ	65°	3	1 1	11,72	1 2	36,80	109,8 7	118,5 2	

7.6.4 Переходы трубопровода через автомобильные дороги

Ведомость пересечений трубопровода с автомобильными дорогами представлена в отчете по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ООО «ПроектИнжинирингНефть».

Пересечение трубопроводом автомобильных дорог по трассе газопровода выполнены надземным способом по эстакаде.

При пересечении автомобильных дорог расстояние от низа трубопровода до верха покрытия проезжей части должно приниматься по согласованию с организациями, эксплуатирующими автомобильные дороги, но не менее 5,5 м. (ГОСТ Р 55990-2014 п.9.5.2).

В местах надземных переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги установить защитные конструкции («отбойники») для защиты трубопроводов от несанкционированного съезда автомобильной техники.

Места переходов обозначаются специальными дорожными знаками, запрещающими остановку транспорта. По обеим сторонам пересекаемых автодорог предусмотрена установка знаков «Огнеопасно!», «Остановка транспорта запрещена» по ГОСТ Р 52290-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования», ГОСТ Р 52289-2019 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств», количество знаков – 2 шт. на каждое пересечение с автодорогой.

Таблица 7.6 - Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

Положение пересечения					Наименование дороги, место пересечения (км дороги)	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м	Насыпь или выемка (высота или глубина), м	Угол пересечения, град	Примечание: владелец, ТУ, согласования
км	начало		конец										
	ПК	+	ПК	+									
Газопровод													
0,08	0	72,8 2	0	91,2 7	Автодорога скв.23-Центральный куст	IV	бетон	10,1	18,46	7,14	1,41	63°	ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Положение пересечения					Наименование дороги, место пересечения (км дороги)	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м	Насыпь или выемка (высота или глубина), м	Угол пересечения, град	Примечание: владелец, ТУ, согласования
км	начало		конец										
	ПК	+	ПК	+									
0,26	2	50,95	2	58,21	Автомобильная дорога на скв.	V	песок	7,26		4,82		82°	
0,66	6	57,32	6	67,84	Заезд на полигон	IV	бетон	6,44	10,52	4,00	0,52	88°	

7.6.5 Переходы через водные преграды

Проектируемые трубопроводы не пересекают водные преграды.

7.7 Изоляция трубопроводов

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

Для защиты проектируемого трубопровода, для поддержания необходимого температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводных систем согласно СП 61.13330.1012, проектной документацией предусматривается применение труб стальных бесшовных горячедеформированных из стали 09Г2С, класс прочности К48, с дополнительными требованиями по ударной вязкости на образцах Менаже (КСУ) не менее 34,3 Дж/см² (3,5 кгс•м/см²) при температуре минус 60 °С при толщине стенки до 12 мм, с заводским наружным однослойным эпоксидным покрытием с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана (толщина 100 мм) в защитной оболочке из оцинкованной стали.

Изоляцию наружной поверхности зоны сварных стыков по трассе трубопроводов предполагается выполнять комплектом материалов для заделки сварного соединения с применением пенополиуретановых скорлуп, термоусаживающей ленты и обечайки из оцинкованной стали.

Для поддержания необходимого температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводной системы, надземные участки трубопровода на узлах запорной арматуры, соединительные детали и арматура теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012.

Состав теплоизоляции на узлах запорной арматуры – маты минераловатные прошивные МП-100-1000.500.60 по ГОСТ 21880 2011.

Надземные участки трубы диаметром 57 мм на запорной арматуре в местах выпуска воздуха, теплоизолируются шнуром минераловатным в оплетке из ровинга ШМР 200-50-24 толщиной 50 мм по ТУ 34-26-10258-86.

Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры и фланцевых соединений должны быть съемными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 п.5.20.

В качестве кровного слоя теплоизоляции для трубопровода использовать сталь тонколистовую оцинкованную шириной от 0,71 до 1,80 м толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020, для арматуры - полуфутляры съемные из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

						65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ		Лист
								26

ГОСТ 14918-2020.

Теплоизоляционный и покровный слои крепятся с помощью саморезов.

На прямых участках узлов до и после задвижек предусмотреть в теплоизоляции закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию.

В качестве изоляции на надземных участках трубопроводов на узлах запорной арматуры без наружного заводского покрытия и защитных футляров на надземных переходах принята:

- грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 в один слой;
- эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 в два слоя.

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

7.8 Балластировка трубопровода

Проектируемые трубопроводы проложены надземно (на опорах). Балластировка не предусматривается.

7.9 Очистка полости и испытание трубопровода

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

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

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

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

7.9.1 Очистка трубопровода

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

Согласно ВСН 011-88 (п.2.8), (п.2.9) и ГОСТ Р 55990-2014 (п.13.3) перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода продувкой

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ					
Лист					
27					

скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе, промывкой при гидравлическом способе испытаний без использования очистных поршней.

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

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

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

7.9.2 Испытания трубопровода

Испытания на прочность и проверку на герметичность предусматривается проводить: пневматическим способом (инертным газом или воздухом), кроме ответственных участков, которые на первом этапе испытываются только гидравлическим способом (согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 13.5);

Пневматическое испытание на прочность и проверку на герметичность газопровода выполняются согласно ВСН 005-88 гл. 12 таблице 4 примечание п.1 и п.8, ВСН 011-88, ГОСТ Р 55990-2014.

Для пневматического способа проведения испытаний испытательные давления выбраны в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 гл. 13 таблица 21, ВСН 005-88 разд. 12, таблица 4 (примечание п. 1, п. 8) и ВСН 011-88.

Величина испытательного давления на прочность при пневматическом способе испытания для газопроводов составляет $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=0,66$ МПа при $P_{раб.}=0,6$ МПа

Для пневматического способа проведения испытаний испытательные давления выбираются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 гл. 13 табл. 21 и приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Величины испытательного давления на прочность при пневмоиспытаниях

Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания и давление
Переходы через автомобильные дороги общего пользования, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	С	I этап – после укладки трубопровода	Гидравлический $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.}=0,75$ МПа – для газопровода
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=0,66$ МПа – для газопровода
Узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	С	I этап – после укладки трубопровода	Гидравлический $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.}=0,75$ МПа – для газопровода
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=0,66$ МПа – для газопровода

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

28

Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания и давление
Пересечения с воздушными линиями электропередач высокого напряжения	С	I этап – после укладки трубопровода	Гидравлический $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.}=0,75$ МПа – для газопровода
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=0,66$ МПа – для газопровода

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 табл.21 прим. 1 давление при испытании на прочность в нижней точке не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений труб (Рзав).

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

Необходимый объем воды при проведении гидроиспытаний приведен в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Объемы воды для проведения гидроиспытаний

Наименование участка	Объем воды, м ³
Газопровод от т.вр. до полигона	1,8

Для гидроиспытаний трубопроводов используется привозная вода из ВОС Южно-Шапкинское месторождения. После проведения гидравлических испытаний трубопроводов вода вывозится на КОС Южно-Шапкинское месторождение.

7.9.3 Общие требования к проведению испытаний трубопровода

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

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Состав мероприятий по выполнению технической и биологической рекультивации, площадь рекультивации, а также описание участков, на которых она осуществляется, приведены в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды».

7.9.4 Диагностика в период строительного-монтажных работ

В период выполнения строительного-монтажных работ, в соответствии с требованием п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», участки проектируемых трубопроводов, относящиеся к особо опасным (автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями и линиями электропередач) с целью тестирования качества каждого опасного участка подвергаются предпусковой приборной диагностике.

7.10 Контроль качества и операционный контроль

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

Организация контроля качества при производстве и приемке работ должна осуществляться в соответствии с СП 48.13330.2019 раздел 7 «Строительный контроль и надзор за строительством».

Методы контроля качества и приемка отдельных видов строительного-монтажных работ осуществляется в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

Приборы и инструменты, предназначенные для контроля качества материалов и работ должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий.

При входном контроле проверяется соответствие поступающих материалов стандартам.

Операционному контролю, который заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ требованиям нормативной и проектной документации, подлежит качество выполнения всех видов строительного-монтажных работ: подготовительных, земляных, сварочных, работы по очистке и испытанию, балластировке трубопровода, укладке и т.д.

При операционном контроле проверяется:

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

Приемочному контролю подвергаются по завершению строительства объекта или его этапа, скрытые работы другие объекты контроля, законченное строительство в целом. На все скрытые работы должны составляться акты.

Все виды контроля, которые должны применяться на строительстве трубопровода, приведены в СП 45.13330.2017.

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации (раздел 2 ВСН 012-88).

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

Изн.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							30

Способы производства земляных работ проверяются в соответствии с СП 45.13330.2017. Операционный контроль качества производства земляных работ осуществляется непосредственно исполнителями, бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами. По мере выполнения отдельных видов (этапов) земляных работ составляются документы на их приемку. Приемка законченных земляных сооружений осуществляется государственными комиссиями при сдаче в эксплуатацию всех трубопроводов. При сдаче законченных объектов строительная организация (генеральный подрядчик) обязана представить Заказчику свою техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

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

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

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия застройщика.

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

Все детали, узлы трубопровода и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводов-изготовителей или технические паспорта (раздел 4 ВСН 012-88).

Все трубы, детали трубопровода, элементы запорной (распределительной) арматуры могут быть приняты в монтаж только после прохождения приемки и (или) освидетельствования на соответствие их требованиям ВСН 012-88 (раздела 4), а также требованиям ВСН 006-89.

Для обеспечения требуемого уровня качества при производстве сварочных работ необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;
 - контроль исходных материалов, труб, запорной и распределительной арматуры;
 - систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
 - визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
 - проверку сварных швов неразрушающими методами контроля;
 - проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
 - проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.
- Количество проверяемых стыков определено в объеме:
- 100 % радиографическим методом для участков С категории;

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры контролируются в объеме 100 % радиографическим методом и 100 % ультразвуковым методом (согласно ВСН 012-88 п.5.24 табл.4).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопровода должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Безопасность работ при этом должна быть обеспечена согласно требованиям СП 2.6.1.2612-10 и СанПиН 2.6.1.2523-09.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения (разд.5 ВСН 012-88).

В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от заводов поставщиков.

Операционный контроль осуществляют мастера и производители работ. При этом осуществляется проверка правильности и необходимой последовательности выполнения технологических операций по сборке и сварке в соответствии с требованиями ВСН 006-89 и действующих операционных технологических карт.

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе нанесения их на заводе. Приемочный контроль состояния изоляции законченного строительством участков трубопровода осуществляют в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98 гл.6.

Необходимо производить визуальный контроль состояния покрытия, а также выполнить проверку толщины изоляционного покрытия на 10 % труб в заводском покрытии и в местах, вызывающих сомнения.

Для обеспечения высокого начального качества изоляционных покрытий трубопровода, узлов должны быть обеспечены требования к контролю всех технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 012-88.

Укладка труб в траншею, засыпка траншеи, восстановление трассы и работы по рекультивации должны производиться в соответствии с решениями, принятыми в данной работе и требованиями ВСН 005-88.

Контроль качества очистки полости, испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляется по специальной инструкции. Специальная рабочая инструкция составляется строительно-монтажной организацией и застройщиком с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопровода (п.7.30 ВСН 011-88).

Оценка выполнения указанных работ производится в соответствии с требованием ВСН 012-88.

Результаты всех видов контроля фиксируются в журналах производства работ.

Дефекты, выявленные при всех видах контроля качества работ, должны быть в обязательном порядке устранены.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

В процессе эксплуатации промысловых трубопроводов одним из основных вопросов является снижение материальных затрат на транспортировку углеводородного сырья. Снижение эффективности работы трубопроводов приводит к росту непроизводительных затрат энергии на перекачку транспортируемого продукта.

Это и определяет природу мероприятий по снижению затрат энергоресурсов в процессе эксплуатации трубопроводных систем, а именно - выбор оптимального диаметра труб.

Выбор типоразмеров проектируемых труб производился по расходу продукта и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь напора по трубе.

Для каждого трубопровода проведены гидравлические расчеты с целью определения оптимального диаметра, обеспечивающего минимальные потери напора.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ			

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительномонтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов. Комплектация потока при строительстве линейной части, и его оснащенность определяется по ВСН 2-133-81, а также, по соответствующим ГЭСН, исходя из условий производства работ, а также массы монтируемых строительных конструкций.

Нормативное число машин принимается с учетом планово-предупредительных ремонтов.

Перечень строительных машин, механизмов и автотранспорта приведен в разделе «Проект организации строительства».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ			

10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест приведены в разделе «Организация и условия труда, обеспечение газовой и пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации производственных объектов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ			

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

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта приведены в разделе «Организация и условия труда, обеспечение газовой и пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации производственных объектов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
			Изм.	Копуч.	Лист	№док		Подп.

12 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В период эксплуатации трубопровод подлежит периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики. На основании результатов ревизий и диагностики разрабатывается график выполнения ремонтных работ на промышленном трубопроводе.

Текущие виды ремонта выполняются силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб.

К текущим видам ремонта относятся:

- восстановление обваловки;
- ремонт изоляции;
- подбивка сальников и затяжка фланцевых соединений запорной арматуры;
- установка и восстановление опознавательных знаков;
- ремонт ограждений узлов;
- другие виды текущих работ.

Капитальный ремонт трубопровода выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ - Коми» или сторонними специализированными организациями.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопровода специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведенных ремонтных работах должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Все виды ремонтных работ должны выполняться в соответствии с ППБО-85.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							37

13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Автоматизация систем управления не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Трасса трубопровода располагаются в зоне распространения вечномерзлых и многолетнемерзлых грунтов, в том числе характеризующимися свойствами пучинистости, в связи с этим трубопроводы прокладываются надземно по эстакадам и строительным металлоконструкциям по I принципу, согласно СП 25.13330.2012. Эстакады являются непроходными.

В проектной документации предусмотрен надземный способ прокладки трубопровода.

Высота прокладки трубопроводов на эстакадах от поверхности снежного покрова до низа трубопроводов не менее 0,5 м в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

39

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

Воздействие отходов хозяйственной и производственной деятельности в период проведения работ на окружающую среду обусловлено:

количеством образования, классом опасности, свойствами отходов;
 условиями сбора и временного хранения отходов на участке проведения работ;
 условиями транспортировки отходов к местам захоронения (размещения), специализированным организациям.

В период проведения работ образуются отходы производства и потребления, неоднородные по составу и классу опасности.

Согласно ст.1 Федерального закона от 24.06.1998 N 89-ФЗ: отходы производства и потребления (далее – отходы) - вещества или предметы, которые образованы в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления, которые удаляются, предназначены для удаления или подлежат удалению в соответствии с законодательством РФ.

При строительстве и эксплуатации проектируемых объектов образуются отходы производства и потребления. К отходам производства относятся отходы при проведении строительных работ, обслуживания агрегатов и оборудования. К отходам потребления относятся отходы, образующиеся в результате жизнедеятельности людей. Учету подлежат все виды отходов.

Отходы, образующиеся при обслуживании автотранспорта и ДСТ в процессе строительства (отработанные масла, аккумуляторные батареи, фильтры, и т.д.), в рамках данного проекта не рассматриваются, так как данные отходы утилизируются автотранспортными предприятиями, на балансе которых находится техника.

В соответствии с Законом РФ «Об отходах производства и потребления» все отходы, образующиеся при строительстве проектируемых объектов, подлежат обязательному размещению. Накопление отходов допускается в строго отведенных местах временного складирования отходов, оборудованных в соответствии с природоохранными требованиями в зависимости от класса опасности и физико-химической характеристики отходов.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ				
---------------------------	--	--	--	--

Лист
40

16 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 с установленными техническими условиями приведены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ			

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

Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) приведены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Копуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ			

18 Оценка возможных аварийных ситуаций

Трубопроводная система является источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры, условий работы и значительных объемов жидкости транспортируемой по трубопроводам. Наиболее распространенными являются аварии с разрывом и повреждением трубопровода в результате эксплуатационного износа и воздействия внешних факторов. Аварийная ситуация может возникнуть и по вине человеческой халатности или некомпетентности, либо в результате преднамеренного нанесения вреда (террористический акт). В большинстве случаев аварии вызываются нарушением технологии производства, правил эксплуатации трубопроводов, низкой трудовой и технологической дисциплиной, несоблюдением мер безопасности, отсутствием должного надзора за состоянием трубопроводов.

Возможные причины возникновения аварийных ситуаций на промышленном объекте:

- коррозия трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация трубопроводов;
- нарушение нормального режима работы и выход параметров за критические значения;
- причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера;
- причины, связанные с ошибками персонала;
- перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта при строительстве;
- несвоевременное обследование трубопроводов;
- скрытые, не выявленные при проведении строительного контроля, дефекты в теле трубы (расслоения);
- дефекты стенки трубопровода (вмятины, риски), нанесенные в процессе подготовки труб к монтажу.

В результате аварий происходит разгерметизация трубопровода и разлив жидкости. Как правило, аварии имеют локальный характер, но при несвоевременной локализации могут привести к развитию чрезвычайной ситуации.

При недостаточной автоматизации технологических процессов от обслуживающего персонала требуется высокая квалификация и повышенное внимание. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке трубопроводов, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением трубопроводов опасными веществами.

Ниже рассматриваются возможные причины возникновения аварий на данном производстве и кратко анализируются возможные последствия.

Причины, связанные с отказами оборудования

К основным причинам, связанным с отказами оборудования, относятся:

- коррозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

43

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Коррозия трубопроводов

Коррозия трубопроводов может стать причиной частичной разгерметизации. Исходя из анализа аварий на аналогичных объектах, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при несвоевременной локализации, оно может привести к цепному развитию аварийной или чрезвычайной ситуации.

Антикоррозионная изоляция проектируемого промышленного трубопровода принята в соответствии с требованиями ВСН 008-88; ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016.

При условии качественного исполнения изоляционное покрытие обеспечивает надежную защиту, препятствующую доступу минерализованной воды и кислорода к поверхности стальных трубопроводов.

В процессе строительства, нанесения изоляционных покрытий необходимо выполнять все требования по контролю технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с ВСН 008-88, прежде всего: контроль адгезии и сплошности покрытия, рыхления грунта, подготовки траншеи в зимний период, обеспечения подсыпки и присыпки трубопроводов мягким грунтом, укладки труб с исключением повреждений изоляции.

Изоляционное покрытие трубопровода подлежит контролю на соответствие требованиям ГОСТ Р 51164-98 и ведомственной документации на соответствующий вид покрытия.

Для сохранения температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопровода надземные участки, соединительные детали и арматура на узлах теплоизолируются.

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация трубопроводов

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному разрушению трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Гидродинамические процессы связаны с трубопроводными системами.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним.

Причинами разгерметизации могут быть:

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями возникающими при монтаже и ремонте вызывают поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрывы трубопроводов;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышения давления и т.п.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Причины, связанные с ошибками персонала

При недостаточной автоматизации технологических процессов от обслуживающего персонала требуется высокая квалификация и повышенное внимание. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Источники зажигания

Основные источники зажигания на нормально работающем оборудовании - проявление атмосферного электричества, разряды статического электричества и механические удары при отборе проб, искры электроустановок.

Источниками зажигания при пожарах возникших от загазованности служили автомобили; искры от контактов магнитных пускателей и другого электрооборудования; открытый огонь и курение.

Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- подвижка, просадка, пучение грунтов;
- опасности, связанные с опасными промышленными объектами, расположенными в районе объекта;
- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта;
- специально спланированная диверсия.

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения аварийной ситуации любого масштаба.

Возможными причинами возникновения аварий, непосредственно связанных с выбросом нефти применительно к трубопроводу, приводящим к возникновению ЧС, могут явиться:

Заводские дефекты труб - металлургические дефекты (слоистость стенок труб, закаты, неметаллические включения, плены); использование сталей с нерасчетными характеристиками прочности, пластичности, вязкости; отклонения геометрических характеристик от расчетных (толщина стенки, диаметр труб, величина притупления кромок); дефекты заводских сварных швов (непровары, смещение кромок, шлаковые включения, ослабление околошовных зон основного металла), трещины, царапины и задиры, наносимые на металл в процессе изготовления труб, места ремонта заводского сварного шва.

Дефекты сварных соединений труб, выполняемых в полевых условиях, в основном те же, что и в заводских сварных швах (непровары, подрезы, шлаковые включения, неравнопрочность металла шва с основным металлом, "охрупчивание" околошовной зоны и др.).

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Механические повреждения труб при транспортировке, строительстве и эксплуатации - вмятины, царапины, задиры, приварка "заплат", "корыт", приварка различного рода крепежных элементов, утонение концевых участков труб при перетаскивании их волоком, сквозные повреждения, гофры.

Перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта или ошибками проектных решений, - довольно частая причина разрушений труб. Наиболее характерными примерами такого рода разрушений являются дополнительное к проектному искривление трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях вплоть до образования гофр, принятие в проектах недостаточно обоснованных конструкций, недоучет продольных сил в трубах и продольных перемещений и т. п.

Перенапряжение труб в результате действия неучтенных нагрузок. К таким нагрузкам относятся: силовое воздействие оползающих грунтов при укладке труб в тело оползней, размыв подводных трубопроводов, колебания размытых участков под воздействием потока и т. п.

Коррозия труб приводит к образованию различных выемок, каверн, свищей в стенке трубы, уменьшению ее толщины.

Нарушение правильного режима эксплуатации заключается в превышении рабочего давления, несвоевременном обследовании трубопроводов и выявлении опасных участков (выпучины, интенсивная коррозия и т.п.).

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	
---------------------------	--

Лист
47

20 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов

К мероприятиям по предотвращению утечек и аварий на трубопроводах относятся проектные решения и техническое обслуживание трубопроводов:

- использование труб и арматуры из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- применение труб повышенной эксплуатационной надежности с наружным и внутренним заводским антикоррозионным покрытием;
- секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков (установка отключающей арматуры в точках подключения трубопроводов);
- 100% объем контроля сварных стыков;
- контроль давления в трубопроводе;
- наблюдение за состоянием трубопроводов, узлами арматуры;
- проведение периодических ревизий состояния трубопроводов, которые совмещаются как правило, с планово-предупредительным ремонтом;
- проведение диагностики технического состояния трубопроводов.

Работы по ликвидации аварийных ситуаций выполняются аварийно-восстановительными бригадами по ремонту и эксплуатации трубопроводов или другими специализированными подразделениями по плану ликвидации аварий, разработанных на предприятии эксплуатирующем трубопроводы и утвержденные главным инженером в соответствии с инструкцией Ростехнадзора России.

Ликвидация разливов – это комплекс организационных, технологических и технических мероприятий.

План мероприятий по ликвидации аварий включает в себя:

- способы отключения аварийного участка (закрытие соответствующей запорной арматуры);
- систему оповещения руководства цеха и аварийной службы;
- оценка характера повреждения, степени опасности;
- способы ликвидации аварии в зависимости от характера повреждения и необходимые для этого средства;
- мероприятия по локализации места аварии;
- мероприятия по ликвидации последствий аварии;
- мероприятия по недопущению повторения аварий и повышению надежности по результатам расследования аварий.

В зависимости от характера аварии и величины разливов продукта к работе по ликвидации аварийных последствий привлекается соответствующая техника и людские резервы. Технические средства включают средства для локализации разливов.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

48

Все аварийно-восстановительные работы выполняются с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии.

План действия персонала в аварийных ситуациях

Аварийная остановка трубопроводного транспорта осуществляется обслуживающим персоналом использованием средств противаварийной защиты согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), разработанному на предприятии. В нем прописывается: вид и место возможных аварий; условия, опасные для людей и окружающей среды; порядок остановки поврежденного участка; мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды; действия обслуживающего персонала и ИТР; список должностных лиц и учреждений, которые оповещаются об аварии и порядок оповещения; перечень аварийно-транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения.

Все работники подразделений на своих рабочих местах ознакомляются с ПЛА.

В случае возникновения аварийной ситуации на объекте необходимо:

Оповестить руководителя объекта и находящихся в опасной зоне людей.

Принять первоочередные меры по ликвидации аварии в соответствии с ПЛА (закрытие соответствующей запорной арматуры).

Руководитель объекта или ответственный исполнитель подает сигнал тревоги.

Установить предупредительные знаки для ограждения места аварии.

Принять меры к предупреждению дальнейшего растекания нефти, исключив попадание ее в водоемы.

Уточнить место и размеры аварии.

Сообщить о месте и ориентировочных размерах аварии, возможности подъездов и другие сведения диспетчеру или руководителю подразделения.

Разместить технические средства и персонал аварийно-спасательной бригады на безопасном расстоянии от места аварии в соответствии с действующими правилами техники безопасности.

Предотвратить появление в зоне аварии посторонних лиц и техники.

При возникновении аварии вблизи автомобильных дорог принять меры, исключая движения транспорта.

При возникновении аварии вблизи ЛЭП и автомобильных дорог сообщить их владельцам об аварии.

Сделать краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтенном) журнале, фиксируя место, сущность, причину аварии, принятые меры.

После определения характера аварии и принятия решения о способе ее ликвидации работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригад и специалистов в соответствии с ПЛА и конкретно сложившейся обстановки. Все аварийно-восстановительные работы выполняются с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности.

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

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

21 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

Нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы, различаются на:

- силовые нагружения – внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, обустройств и транспортируемой среды, давления (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедная нагрузки, нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистных устройств;
- деформационные нагружения – температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, пучение).

По длительности действия нагрузки различаются на: постоянные, временные длительные, кратковременные и особые.

Основными характеристиками атмосферных нагрузок являются их нормативные значения: снеговой нагрузки, ветровой нагрузки, гололедной нагрузки, Согласно СП 20.13330.2016 приложение Е (Карта 1, 2, 3), они равны:

- ветровая нагрузка – I район (0,6 кПа);
- гололедные нагрузки – II район (15 мм);
- снеговая нагрузка - V район (3.2 кПа).
- расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 36 °С.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ

Лист

50

22 Обоснование пространственной жесткости конструкций

Транспортировка и хранение труб производится в соответствии с ГОСТ 10692-80*.

Общие требования к транспортировке и хранению соединительных деталей соответствуют ГОСТ 10692-80*, ГОСТ 17380-2001.

Механически обработанные под сварку торцы подвергаются консервации (препятствующей коррозионным и механическим повреждениям) на время транспортирования и хранения.

Транспортировка стальных труб с покрытием, осуществляется на специальных трубовозах, оборудованных обрешеченными ложементами и мягкими прокладками.

Величина свеса труб и трубных секций при транспортировке не превышает размеров, установленных паспортом на трубовозы (плетевозы).

Трубы и секции малых диаметров (до 219мм) для сокращения времени погрузки-выгрузки, обеспечения сохранности покрытия, исключения провисания труб между тягачом и прицепом и повышения безопасности следует перевозить в пакетах.

Погрузочно-разгрузочные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют весу и габаритам труб и сохраняют их качество.

При погрузке и разгрузке труб с изоляционным покрытием особое внимание следует уделять сохранности покрытия. Не допускается использование канатов, цепей и других грузозахватных устройств, вызывающих повреждение покрытия. Все грузоподъемные средства (их рабочие органы) оборудуются защитными устройствами.

При погрузке и разгрузке труб на транспортные средства, а также при складировании с помощью трубоукладчиков используются траверсы с торцевыми захватами. Для исключения повреждений торцов труб паз крюка снабжается вкладышами из мягкого материала.

При перемещении трубоукладчиком труб с наружным покрытием применяются мягкие полотенца или торцевые захваты с мягкими вкладышами. При этом стрела крана-укладчика обшивается эластичными накладками.

Хранение труб выполняется с обеспечением сохранности покрытия.

При складировании труб места контакта облицовываются амортизирующими материалами. Между рядами в штабеле укладываются эластичные прокладки.

Раскладка изолированных труб по трассе производится трубоукладчиками, оснащенными мягкими стропами, на лежки с мягкими накладками.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

23 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов

Местность, по которой прокладываются проектируемые трубопроводы, является равнинной. Склонов с крутизной более 15 градусов на ней не встречается, поэтому никаких решений по укреплению оснований трубопроводов не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ	

Перечень принятых сокращений

АБК	Административно-бытовой комплекс
ВЛ	Высоковольтная линия
ИГЭ	Инженерно-геологический элемент
К.	Куст
МФНУ	Мультифазная насосная установка
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ОПО	Опасный производственный объект
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПК	Пикет
Скв.	Скважина
т.вр.	Точка врезки
ТПП	Территориально-производственное предприятие
ТР	Технические решения
ТУ	Технические условия
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
УП	Узел подключения
ЦНС	Центробежный насос

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				53

Перечень нормативно-технической документации

- 1 Федеральный закон от 30.12.2001г. № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации».
- 2 Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".
- 3 Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утвержденный приказом, Ростехнадзора Приказ Ростехнадзора от 20.10.2020 N 420.
- 5 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- 6 СПиН 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
- 7 Постановление Госгортехнадзора России от 24.04.1992 № 9 Правила охраны магистральных трубопроводов.
- 8 Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 № 970н Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.
- 9 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- 10 ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация.
- 11 ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
- 12 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.
- 13 ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.
- 14 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 15 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 16 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 17 ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
- 18 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 19 ГОСТ 14918-2020 Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия.
- 20 ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			65-02-НИПИ/2021-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- 21 ГОСТ 25129-2020 Грунтовка ГФ-021. Технические условия.
- 22 ГОСТ 21880-2011 Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия.
- 23 ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.
- 24 РД 102-011-89 Охрана труда. Организационно-методические указания.
- 25 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 26 ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 27 ГОСТ 12.2.044-80 Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности.
- 28 ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- 29 ГОСТ 9.032-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения.
- 30 Правила устройства электроустановок (ПУЭ).
- 31 СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
- 32 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
- 33 СП 48.13330.2019 Организация строительства.
- 34 СП 131.13330.2018 Строительная климатология.
- 35 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
- 36 СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
- 37 СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах.
- 38 СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.
- 39 СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений.
- 40 СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии.
- 41 СанПиН 2.1.3684-21 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения.
- 42 Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
- 43 МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
- 44 Технический регламент Таможенного союза от 18.10.2011 ТР ТС 010/2011 О безопасности машин и оборудования.
- 45 СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий.
- 46 ГОСТ 25584-2016 Грунты. Методы лабораторного определения коэффициента фильтрации.
- 47 ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия.

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.

- 48 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
- 49 ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию.
- 50 ГОСТ 30245-2003 Профили стальные гнутые замкнутые сварные квадратные и прямоугольные для строительных конструкций.
- 51 ГОСТ 27772-2015 Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия.
- 52 СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.
- 53 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 54 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей.
- 55 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий.
- 56 ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
- 57 ГОСТ 503-81 Лента холоднокатаная из низкоуглеродистой стали. Технические условия.
- 58 СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
- 59 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009
- 60 ВСН 2-133-81 Нормы технического оснащения механизированных трубопроводостроительных комплексов (по основным машинам).
- 61 СП 30.13330.2016 Внутренний водопровод и канализация зданий
- 62 СН 2.2.4/2.1.8.566- Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
- 63 № 426-ФЗ от 28.12.2013 О специальной оценке условий труда.
- 64 ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
- 65 ГОСТ 9.032-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения.
- 66 ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия.
- 67 СП 70.13330.2012 Несущие и ограждающие конструкции.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидравлический расчет газопровода

Гидравлический расчет газопровода, транспортирующих продукцию выполнен в Aspen HYSYS.V10.

Исходные данные приведены в таблице 1.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Расчетная схема газопровода приведена на рисунке 1.

Таблица 1 - Исходные данные для гидравлического расчета

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Давление на выходе с компрессорной	МПа	0,6
Температура газа на выходе с компрессорной	°С	+10,0
Температура окружающего воздуха	°С	-36,0

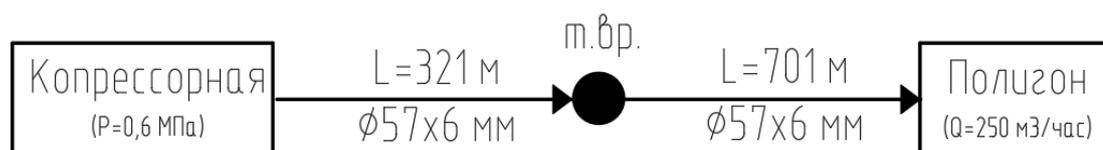


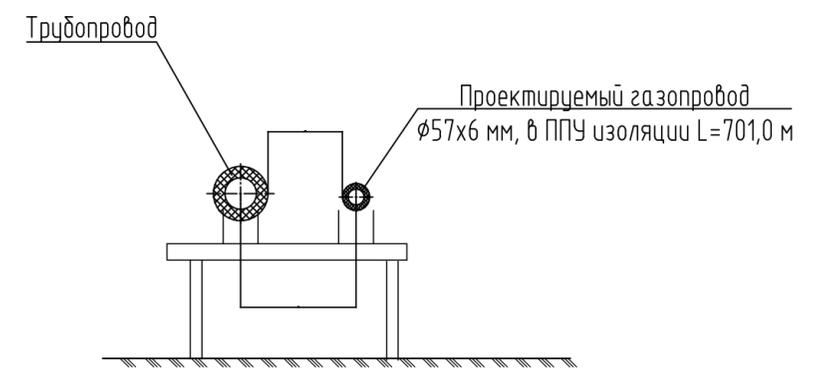
Рисунок 1 – Расчетная схема газопровода

Таблица 2- Результаты гидравлического расчета газопровода

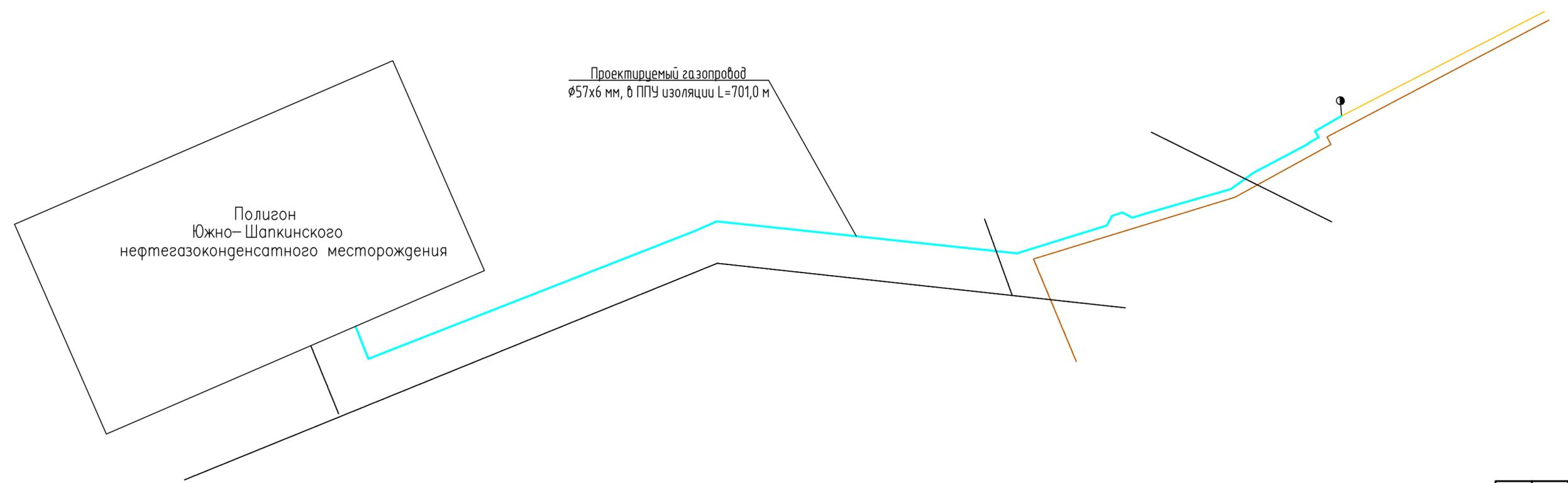
Данные по участкам			Данные по трубам								
Название		Расход М3/час	Длина, м	Температура, С°		Диа- метр, мм	Толщ. стенки мм	Скорость пара м/с	Давление, атм		
начало	конец			Начало	Конец				начало	конец	перепад
Компрес- сорная	полигон	250	1022	10,0	9,6	57	6	9,4	5,2	4,0	1,2

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
	Проектируемый газопровод
	Автодорога существующая
	Граница проектирования
	Существующий нефтепровод
	Существующий газопровод



Проектируемый газопровод
Ø57x6 мм, в ППУ изоляции L=701,0 м



Полигон
Южно-Шапкинское
нефтегазоконденсатного месторождения

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

						65-02-НИПИ/2021-ИОС 7.2-Г1			
						Реконструкция полигона Южно-Шапкинское нефтегазоконденсатного месторождения			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Нефтегазопровод. Газопровод	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Петров			27.04.22		П	1	1
Проб.		Лысов			27.04.22				
Н.контр.		Шор			27.04.22	Схема трубопровода	ООО "ПроектИнжинирингНефть"		