



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**РЕКОНСТРУКЦИЯ НЕФТЕПРОВОДА МНС-3 «ВАРАНДЕЙ» - УПН
«ВАРАНДЕЙ»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

41-01-НИПИ/2021-ПБ

Том 8

Взам. инв. №	Заместитель Генерального директора – Главный инженер		М.А. Желтушко
Подп. и дата	Главный инженер проекта		А. П. Викулин
Инв. № подл.			

Содержание

1	Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....	3
2	Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта.....	10
2.1	Система предотвращения пожара.....	11
2.2	Система противопожарной защиты.....	12
3	Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте.....	16
4	Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта.....	17
5	Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта.....	19
6	Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта.....	20
7	Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара.....	20
8	Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности	23
9	Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.....	27
10	Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Матус				
Н. контр.		Салдаева				
ГИП		Викулин				
Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Текстовая часть				Стадия	Лист	Листов
				П	1	47
				ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)..... 28

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем 29

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств..... 30

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности) 33

Библиография 34

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т					2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

1 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Реконструкция нефтепровода МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шарповым.

Настоящей проектной документацией предусматривается строительство нефтегазопровода от МНС-3 «Варандей» Варандейского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтепровод МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей»	Н	273x8	9508	III	II	4,0
Примечание: Н – нефтегазопровод						

Проектируемый нефтепровод предназначен для транспортировки продукции от МНС-3 «Варандей» до УПН «Варандей».

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы по диаметрам относятся к III классу, по назначению нефтесборные коллекторы относятся ко II категории.

Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

Испытание участков проектируемого трубопровода за границей технологических площадок необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа:

На первом этапе необходимо провести предварительные гидравлические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходе через автодорогу и примыкающие к ней участки длиной по 25 м в обе стороны, от подошвы давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа в течение 6 часов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
3

- на узлах линейной запорной арматуры давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в границах 1% УВВ давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течение 12 часов.

Предварительное гидравлическое испытание переходов и узлов проводится сразу же после окончания работ на этих участках. Зимой осуществляется незамерзающей жидкостью.

На втором этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков трубопровода при пересечении водотоков, включая участки по 1000 м давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течение 12 часов.

Третьим этапом провести пневматическое испытание на прочность проектируемого трубопровода на всем протяжении трассы после крепления на опорах давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=1,1 \times 4,0=4,4$ МПа в течение 12 часов.

После испытаний на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $R_{раб}=4,0$ МПа продолжительностью не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено утечек.

Проектная мощность проектируемого нефтепровода определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
МНС-3	Н	4090	570

Рабочее давление нефтепровода 4,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемом нефтесборный коллекторе не превышают 0,12 МПа/км.

Настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка нефтепровода. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтепровода на опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду250 – 10м.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
4

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Для теплоизоляции сварных стыков трубопровода предусмотрено применение комплекта изоляции сварного стыка, состоящего из скорлуп из пенополиуретана и покровного слоя из стали толщиной 0,7мм.

По проектируемой трассе нефтепровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих внутрипромысловых грунтовых дорог, зимников, оленьих переходов. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Марка стали ст3.

При пересечении внутрипромысловых дорог принято заглубление проектируемого трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемого трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 диаметром Ду700 для проектируемого трубопровода Ду250 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ.

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Для установки использовать ближайшую опору трубопровода. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
6

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне. В начале проектируемого трубопровода предусмотрен узел пуска СОД Ду250мм.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры пуска очистных устройств через дренажные трубопроводы Ду100 мм поступают в дренажную емкость $V=5\text{м}^3$. Емкости устанавливаются подземно. Дренажные линии камеры пуска оборудуются задвижками клиновыми фланцевыми с ручным управлением Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

По трассам проектируемого нефтепровода проектом предусмотрены узлы подключений, береговых задвижек, охранных задвижек. На узлах подключений, береговых задвижек, охранных задвижек предусмотрены задвижки клиновые фланцевые с выдвигаемым шпинделем рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см², вентиль угловой специальный(ВУС) и сигнализаторы прохождения очистного устройства.

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Общие сведения

Расчетный срок службы проектируемого технологических и промышленных трубопроводов составляет не менее 20 лет.

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства очистным устройством.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы различных типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемого трубопроводов;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемого трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрены:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
7

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутowymi технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы трубопровода;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

В соответствии с Приложением №7 Таблица №2 приказа №534 от 15.12.2020 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны, которые должны быть обозначены на местности предупредительными знаками.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых нефтегазопроводов составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых нефтегазопроводов в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода составляет 600 м.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения нефтепровода в вдоль трассы установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Перечень мероприятий по энергосбережению

С целью определения температурного режима проектируемых трубопроводов и подбора теплоизоляции произведен тепловой расчёт. С учетом надземной прокладки все проектируемые трубопроводы подлежат тепловой изоляции.

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемого трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемого трубопроводов предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 98 мм с покровным слоем для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции узлов и спецдеталей проектом предусмотрено применение матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) толщиной

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

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

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
8

2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Пожарная безопасность проектируемого объекта «Реконструкция нефтепровода МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей» обеспечивается выполнением требований пожарной безопасности, установленных федеральными законами о технических регламентах, требований нормативных документов по пожарной безопасности, в т.ч. сводов правил и национальных стандартов.

В соответствии с требованиями ст. 5 ФЗ от 22.07.08г.№123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» проектируемый объект имеет систему обеспечения пожарной безопасности, направленную на предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защиту имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности, с учетом специфики проектируемого объекта, включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий.

Система обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта содержит комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного ФЗ №123-ФЗ, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработан с целью оценки опасности возникновения пожара и оценки соответствия принятых проектных решений требованиям пожарной безопасности в соответствии:

- Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т					10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

- СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (с изм.№1 от 01.02.2011);
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

2.1 Система предотвращения пожара

Целью создания системы предотвращения пожара является исключение условий возникновения пожаров, что достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания (гл.13 ФЗ №123-ФЗ).

Способы исключения условий образования горючей среды:

- материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды температуры окружающей среды;
- применение негорючих строительных материалов;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания (максимально герметичная технологическая система);
- поддержание регламентируемых параметров температуры и давления среды;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

Способы исключения условий образования в горючей среде (или внесения в нее)

источников зажигания:

- отсутствие условий для теплового самовозгорания обращающихся веществ и материалов;
- проектными технологическими решениями принята максимально герметичная система транспорта продукции;
- проектом принята надземная прокладка проектируемых трубопроводов;
- для строительства прямолинейных участков трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т					11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марки 20А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием и наружным трехслойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием;

- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- обеспечена возможность отключения отдельных участков трубопроводов (на узлах отключения и подключения предусмотрена установка фланцевой запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления предусмотрены манометры;
- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций.

2.2 Система противопожарной защиты

Целью создания системы противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение его последствий (гл.14 ФЗ №123-ФЗ), что на проектируемом объекте в целом обеспечивается снижением динамики нарастания опасных факторов пожара, эвакуацией людей и имущества в безопасную зону и (или) тушением пожара и достигается нижеперечисленными способами.

Выбор технологического оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса.

Все выбранное технологическое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение.

Все технологическое оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта.

Настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка нефтепровода. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтепровода на

Интв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т					12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду250 – 10м.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтепровода проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой и теплоизоляцией пенополиуретаном в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ (толщина теплоизоляции - 100 мм) в оцинкованной оболочке толщиной 0,7 мм.

Устройство углов поворота трасс проектируемого нефтепровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов гнутых, изготовленных методом индукционного нагрева, с радиусомгиба 5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А для трубопроводов всех диаметров (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

Для фитингов в качестве внутреннего покрытия принято заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие усиленного типа. Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
13

поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Для теплоизоляции сварных стыков трубопровода предусмотрено применение комплекта изоляции сварного стыка, состоящего из скорлуп из пенополиуретана и покровного слоя из стали толщиной 0,7мм.

По проектируемой трассе нефтепровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих внутрипромысловых грунтовых дорог, зимников, оленьих переходов. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Марка стали ст3.

При пересечении внутрипромысловых дорог принято заглубление проектируемого трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемого трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 диаметром Ду700 для проектируемого трубопровода Ду250 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ.

На каждом полукилometре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Для установки использовать ближайшую опору трубопровода. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, предусмотрены:

- крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы НСК;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Персонал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», обслуживающий линейный объект оснащен средствами индивидуальной защиты людей от пожара (защиты органов дыхания и зрения).

Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» привлекается на договорной основе ООО «Пожсервис Пирант» (Договор №16У2523 от 11.10.2016 г.), а также ООО «Пожарная охрана» согласно Договору на производство работ в системе пожарной безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Договор №16У3640 от 23.12.2016 г.).

Таким образом, система противопожарной защиты обеспечивает защиту от воздействия опасных факторов пожара на рассматриваемом объекте.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист	Взам. инв №
								Подп. и дата
								Инд. № подл.
							15	

3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Реконструкция нефтепровода МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым.

В настоящем томе предусматривается строительство нефтегазопровода от МНС-3 «Варандей» Варандейского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтепровод МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей»	Н	273x8	9508	III	II	4,0
Примечание: Н – нефтегазопровод						

Проектируемый нефтепровод предназначен для транспортировки продукции от МНС-3 «Варандей» до УПН «Варандей».

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1 подраздела 1. Проектные максимальные мощности проектируемых трубопроводов представлены в таблице 2 подраздела 1.

По пожаровзрывоопасности технологической среды (по наличию нефти и попутного нефтяного газа) объект относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п.3 ст. 16 №123-ФЗ от 22.07.2008 г.).

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемых трубопроводов представлена в таблице 3.

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

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
16

Таблица 3 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Нефтепровод МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей»	
	Узел подключения от МНС-3. Включает в себя задвижку клиновую с выдвезным шпинделем Ду250, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
	Узел пуска СОД. Включает в себя устройство пуска с трубной обвязкой и ЗРА Ду250 мм, задвижки клиновые с выдвезным шпинделем Ду250 и Ду100, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор и дренажную емкость V=5м ³ . Надземное исполнение.
	Узел береговой задвижки. Включает в себя задвижку клиновую с выдвезным шпинделем Ду250, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
	Узел береговой задвижки. Включает в себя задвижку клиновую с выдвезным шпинделем Ду250, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
	Узел электроприводной задвижки. Включает в себя задвижку клиновую с электроприводом Ду250, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.

Проектируемый трубопровод пересекает искусственные преграды и сооружения.

Пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выедены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ до 35кВ – не менее двух метров до водоводов и не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист 17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4 Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

В административном отношении район работ расположен в Архангельской области, Ненецкий автономный округ, МО МР «Заполярный район», Варандейское месторождение.

Дороги отсутствуют, передвижение зимой возможно только по зимникам автомобильным и гусеничным транспортом, в летний период - воздушным транспортом и морским путем. Административный центр Ненецкого АО - г. Нарьян-Мар - крупный речной и морской порт. Железнодорожный узел - г. Усинск.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (41-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1).

Пересечения с внутрипромысловыми автомобильными дорогами и водными преградами в настоящем проекте отсутствуют.

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 200 мм в свету.

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

5 Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

В составе линейного проектируемого объекта не предусматривается строительство зданий и сооружений, наружных установок.

В связи со спецификой линейного объекта, отсутствием зданий, сооружений и наружных установок, а также технологических площадок, подлежащих оборудованию источниками наружного противопожарного водоснабжения (в соответствии с ч.1 ст.99 123-ФЗ), проектные решения по наружному противопожарному водоснабжению не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	

6 Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта

Настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка нефтепровода. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтепровода на опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду250 – 10м.

Настоящим проектом приняты следующие параметры трубы для проектируемого нефтепровода:

Нефтепровод МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей» – Ø 273x8 мм;

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтепровода проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой и теплоизоляцией пенополиуретаном в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ (толщина теплоизоляции - 100 мм) в оцинкованной оболочке толщиной 0,7 мм.

К проектируемым сооружениям относятся:

- Узел пуска СОД;
- Узел подключения к существующей камере приема СОД;
- Узел подключения от МНС-1, МНС-2, МНС-3;
- Узел береговой задвижки – 2 шт.;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
20

- Опоры под трубопроводы;
- Опоры под защитные кожухи надземных переходов через водные преграды;
- Кабельная эстакада.

Узел пуска СОД – отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами $13,0 \times 6,0$ м высотой $2,2$ м. На узле располагаются опоры под задвижки, опоры под трубопровод, опоры под камеру, дренажная емкость $V=5 \text{ м}^3$, молниеотвод. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки, для перехода через трубопроводы предусмотрены переходные площадки. Для спуска со спланированной площадки узла предусмотрена металлическая лестница с ограждением.

Узел подключения к существующей камере приема СОД – ранее спланированная площадка. На узле располагаются существующая камера приема СОД и проектируемые опора под задвижку. Для обслуживания задвижки предусмотрена металлическая площадка.

Узел подключения от МНС-1, МНС-2, МНС-3 - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами $5,0 \times 4,0$ м высотой $2,2$ м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрена металлическая площадка.

Узел береговой задвижки - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами $6,0 \times 4,0$ м высотой $2,2$ м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрена металлическая площадка.

Опоры под задвижки выполняются в виде опорных пластин, устанавливаемые на бурозабивные сваи из стальных труб.

Опоры под технологические трубопроводы и камеры выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

Дренажная емкость $V=5 \text{ м}^3$ - стальная горизонтальная цилиндрическая. Устанавливается подземно.

Опоры под воздушник емкости выполняются в виде стальных свободно стоящих стоек, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

Молниеотвод М1 - молниеприёмник полной заводской комплектации МГФ10-3(8)-V-цл, установлен на металлический оголовок бурозабивной сваи из стальной трубы.

Технологические трубопроводы по трассе укладываются как на существующие опоры, так и на вновь проектируемые.

Опоры под технологические трубопроводы выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
21

Опоры под защитные кожухи надземных переходов через водные преграды – кожухи из стальной трубы ф.720 (учтен в разделе ТКР1), уложенные на металлические ростверки с ложементами на стойках, устанавливаемые на оголовки бурозабивных свай из стальных труб.

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок на стойках, устанавливаемых на оголовки бурозабивных свай из стальных труб. Низ балок эстакады от уровня земли не менее 3,0 м.

Мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с п. 1.7.51 ПУЭ предусматриваются следующие меры защиты при прямом и косвенном прикосновении:

- основная изоляция токоведущих частей;
- заземление нормально нетоковедущих проводящих частей электрооборудования;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

На проектируемом объекте применяется кабельная продукция производителей, прошедших сертификацию в установленном порядке.

В данном разделе проектной документации применяется силовыми кабелями ВЗ-ВВШВнг(А)-LS-ХЛ - для электрических сетей до 1 кВ, прокладываемых на открытом воздухе.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. Проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двцветной лентой. Контактные соединения выполняются согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемым молниеотводом высотой 19 м. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
							22

7 Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

Общие мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара сводится к следующему:

- беспрепятственный проезд к месту возникновения пожара;
- согласованность и оперативность в действиях подразделения пожарной охраны;
- систематическое проведение учений и учебных тревог с личным составом подразделения пожарной охраны совместно с производственным персоналом;
- соответствующая спец. одежда для ликвидации пожара;
- использование средств индивидуальной защиты при ликвидации пожара;
- мероприятия по обеспечению безопасности сотрудников пожарной охраны при ликвидации пожара должны соответствовать внутреннему регламенту ликвидации пожара;
- обеспеченность сооружений проектируемого объекта первичными средствами пожаротушения.

В административном отношении район работ расположен в Архангельской области, Ненецкий автономный округ, МО МР «Заполярный район», Варандейское месторождение.

Дороги отсутствуют, передвижение зимой возможно только по зимникам автомобильным и гусеничным транспортом, в летний период - воздушным транспортом и морским путем. Административный центр Ненецкого АО - г. Нарьян-Мар - крупный речной и морской порт. Железнодорожный узел - г. Усинск.

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 41-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1.

В соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №166 от 18.03.2011 г. во всех цехах созданы временные добровольные противопожарные формирования, определены зоны ответственности цехов за предотвращение и ликвидацию лесных пожаров в районах их работ и используемых ими дорог. На каждом объекте имеется список техники, привлекаемой к ликвидации пожара, разработаны перечни первичных средств пожаротушения, в соответствии с которыми цеха и участки обеспечиваются средствами пожаротушения, определен порядок контроля за состоянием первичных средств пожаротушения, в обязательном порядке работники ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проходят периодические инструктажи по противопожарной безопасности, составлены графики проведения тренировок по ликвидации пожаров, огневые

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист	
								23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

работы на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводятся только с составлением наряд-допусков на производство огневых работ с обязательным инструктажем лиц задействованных при производстве работ и обеспечением мероприятий по пожарной безопасности указанных в наряд допуске.

Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» привлекается на договорной основе ООО «Пожсервис Пирант» (Договор №16У2523 от 11.10.2016 г.), а также ООО «Пожарная охрана» согласно Договору на производство работ в системе пожарной безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Договор №16У3640 от 23.12.2016 г.).

Проектом предусмотрен необходимый объем противопожарных технических решений, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объектов:

- конструкции и опоры под задвижки выполняются из негоряемых материалов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- для удаления парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений, трубопроводы оборудуются узлами пуска и приема очистных устройств.

Безопасность деятельности пожарных подразделений обеспечивается также наличием средств индивидуальной защиты пожарных, соблюдением требований пожарной безопасности к пожарной технике, оборудованию и инструменту. Данные мероприятия обеспечиваются пожарными подразделениями самостоятельно.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

8 Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности

По пожаровзрывоопасности технологической среды (наличию нефти и попутного нефтяного газа) объект относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п. 3 ст. 16 ФЗ №123-ФЗ).

На проектируемом объекте присутствуют вспомогательные технологические процессы с участием трансформаторного масла, по пожаровзрывоопасности технологической среды, относящиеся к группе пожароопасных – возможно образование горючей среды, а также появление источника зажигания достаточной мощности для возникновения пожара (п. 2 ст. 16 ФЗ №123-ФЗ).

Для предотвращения аварийного разлива масла из силовых трансформаторов предусматривается устройство маслоприёмников под каждым трансформатором. Объем каждого маслоприёмника достаточен для хранения всего объема масла трансформатора. Маслоприемники поставляются комплектно с КТП.

Пожарно-технические характеристики применяемых (обращающихся в производстве) веществ и материалов, технологические процессы, с использованием которых относятся к группам пожаровзрывоопасных и пожароопасных, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Пожарно-технические характеристики присутствующих (хранящихся, обращающихся в технологическом процессе) веществ и материалов

Показатель	Нефть	Попутный нефтяной газ	Трансформаторное масло
Безопасный экспериментальный максимальный зазор, мм	более 0,9	более 0,9	более 0,9
Выделение токсичных продуктов горения с единицы массы горючего, кг/кг	СО – 0,084	СО – 0,5833	СО – 0,122
Группа горючести	ЛВЖ	ГГ	ГЖ
Коэффициент дымообразования, Нп*м ² /кг	438	–	480
Излучающая способность пламени, кВт/м ²	до 25	до 200	до 40
Концентрационные пределы распространения пламени (воспламенения) в газах и парах	0,87 – 12,3	3,5 – 15,0	–
Критическая поверхностная плотность теплового потока, Ватт/м ²	менее 20кВт/м ²	–	менее 20 кВт/м ²
Максимальная скорость распространения пламени	более 0,5	–	0,05

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т

Лист
25

Показатель	Нефть	Попутный нефтяной газ	Трансформаторное масло
вдоль поверхности горючей жидкости, м/с			
Максимальное давление взрыва, Па	до 900 кПа	до 900 кПа	до 900 кПа
Минимальная энергия зажигания, Дж	менее 0,2	0,24 – 0,28	–
Минимальное взрывоопасное содержание кислорода, об. %	11% –14%	11% – 14%	–
Низшая рабочая теплота сгорания, кДж/кг	44200	43794	43111
Нормальная скорость распространения пламени, м/с	до 0,4	0,35 – 0,40	до 0,4
Скорость нарастания давления взрыва, Мпа/с	до 18,0	18,0	–
Способность гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и другими веществами	нет	нет	нет
Способность к экзотермическому разложению	нет	нет	нет
Температура воспламенения, °С	свыше 30	–	свыше 200
Температура вспышки, °С	от 30	–	135
Температура самовоспламенения, °С	240 – 570	около 500	300 - 350
Температурные пределы распространения пламени (воспламенения), °С	-30 – -8	–	+150 - 200
Удельная массовая скорость выгорания, (кг*м ²)/с	0,0241	–	0,043

Характеристика запроектированных объектов по пожарной и взрывопожарной опасности в соответствии с ФЗ №123-ФЗ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19/ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожаро- опасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Емкость дренажная	ПА-ТЗ	2-й / В-Іг	Ан	пожаро- взрывоопасная

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т							26
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

9 Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации

В составе проектируемого объекта не предусматривается применения оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

10 Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)

В составе проектируемого объекта отсутствуют здания, сооружения и оборудование, подлежащие защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией (АУПС), в соответствии с Приложением А СП 5.13130.2009 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией».

На проектируемом объекте отсутствуют здания и сооружения, в т.ч. предназначенные для пребывания людей (предусмотрено строительство только наружного оборудования). Вопросы эвакуации людей из зданий при пожаре не рассматриваются. В соответствии с табл. 2 СП 3.13130.2009, оснащение проектируемого объекта системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ), не требуется.

Учитывая специфику объекта (линейные участки трубопроводов), системы коллективной защиты людей от опасных факторов пожара, внутренний противопожарный водовод, системы противодымной защиты, системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, автоматические установки пожаротушения на проектируемом объекте не требуются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
								28
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем

Решения по противопожарной защите проектируемых трубопроводов обеспечиваются, прежде всего, на уровне проектных технических решений:

- технологическая система сбора продукции (напорная герметичная);
- материалы для строительства трубопровода, запорной арматуры, теплоизоляционные материалы, конструкции и опоры предусматриваются из негорючих материалов;
- способ прокладки трубопроводов – надземный, на узлах установлены электроприводные задвижки, манометры со шкалой 0-60 кгс/см², вентили угловые специальные (ВУС);
- для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами;
- запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.
- пересечение водных преград предусматривается подводным способом, пересечение рек - подводным способом в защитном кожухе;
- для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальниковых компенсаторов;
- предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 100 мм.
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций;
- предусмотрены мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
						29		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств

Комплекс организационно-технических мероприятий включает:

- технические, технологические, организационные, противопожарные и природоохранные решения утвержденного проекта являются окончательными и обязательными для выполнения всеми организациями (в том числе подрядными), принимающими участие в реализации проекта;
- отклонения от проектной документации в процессе производства не допускаются;
- приказом руководителя предприятия назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность зданий, сооружений, помещений, установок и за функционирование системы пожарной безопасности всего объекта в целом;
- организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- разработка плана тушения пожара (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- наличие укомплектованного штата сотрудников, удовлетворяющих квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний;
- все работники, занятые работами на объектах нефтегазопровода должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.
- по окончании работ площадки для обслуживания должны очищаться от промасленных обтирочных материалов и разлитых жидкостей. Протирачные средства, использованные для очистки и протирки после окончания работ, должны быть удалены с территории объекта, вывезены и утилизированы;
- средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т						Лист
															30

– персонал и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков нефтегазопровода;

– обеспечение надежного круглогодичного транспортного сообщения (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации;

– своевременная модернизация и реновация морально устаревшего и изношенного оборудования;

– мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу нефтегазопровода и возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

Эксплуатация и техническое обслуживание трубопровода будут осуществляться персоналом, обслуживающим систему нефтесбора Варандейского месторождения. Дополнительного персонала для обслуживания проектируемых коммуникаций не требуется.

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями.

При эксплуатации трубопровода должна быть обеспечена его работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопровод, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопровода и его сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопровода, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трассы и охранной зоны трубопровода в состоянии, отвечающему требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопровода к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т					31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопровода, обязаны знать трассу, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемом трубопроводе.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №				
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т			
						32				

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности)

Данным проектом «Реконструкция нефтепровода МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей» в полном объеме выполняются требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, и требования нормативных документов по пожарной безопасности, в связи с чем расчет пожарных рисков угрозы жизни и здоровья людей, уничтожения имущества не требуется (ст.6 п.3 Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п.41 подпункт «м» Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»).

В соответствии со ст.6 п.1 Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» пожарная безопасность проектируемого объекта считается обеспеченной.

Инд. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						33
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т						

Библиография

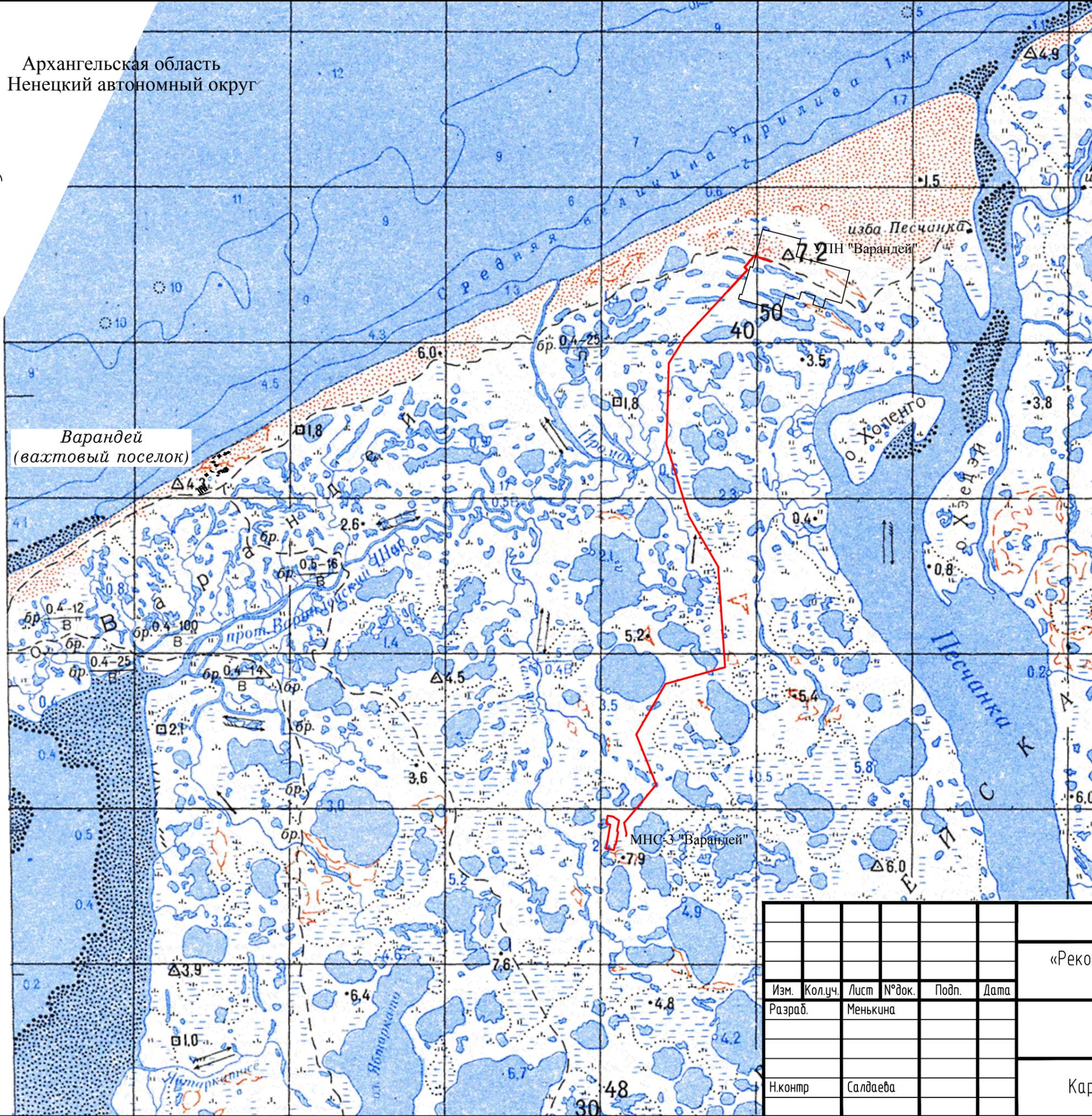
1. Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
4. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
5. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
6. Постановление Правительства РФ от 04.07.2020 №985 «Об утверждении перечня национальных стандартных и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
7. Приказ Росстандарта от 14.07.2020 №1190 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
8. Приказ Росстандарта от 02.04.2020 №687 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
9. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»;
10. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
11. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
12. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т					34
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

13. СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
14. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
15. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
16. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
17. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Издание седьмое;
18. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Лист
							35

Архангельская область
Ненецкий автономный округ



Условные обозначения

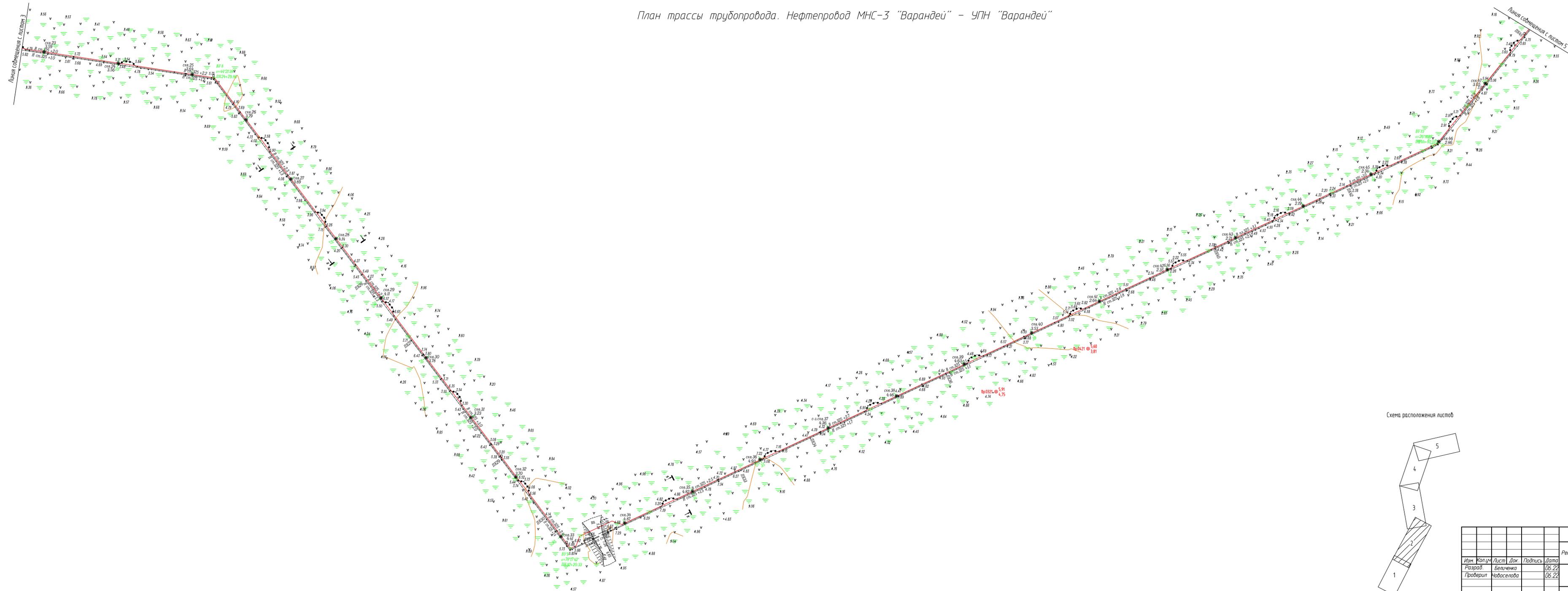
— Проектируемый нефтепровод

Взам. шиф. №	
Подп. и дата	
Ишб. № подл.	

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

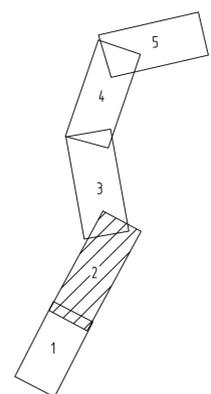
41-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1		
«Реконструкция нефтепровода МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей»		
Стадия	Лист	Листов
П	1	9
Карта-схема. М 1:50000		
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" – УПН "Варандей"



Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Варандейское месторождение
Большеземельская тундра

Схема расположения листов



					4-01-НИПИ/2021-ПБ.Г2			
					Реконструкция нефтепровода МНС-3 "Варандей" – УПН "Варандей"			
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.	Белченко		06.22	П	2	5
		Проверил	Новоселова		06.22			
Н. контр.	Салдаева				06.22	План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" – УПН "Варандей"		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

№ п/п	Лист	Дата	Взам.	Изд.

Согласовано

Взам. изд. №

Подпись и дата

Изд. №

План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"



Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Варандейское месторождение
Большеземельская тундра

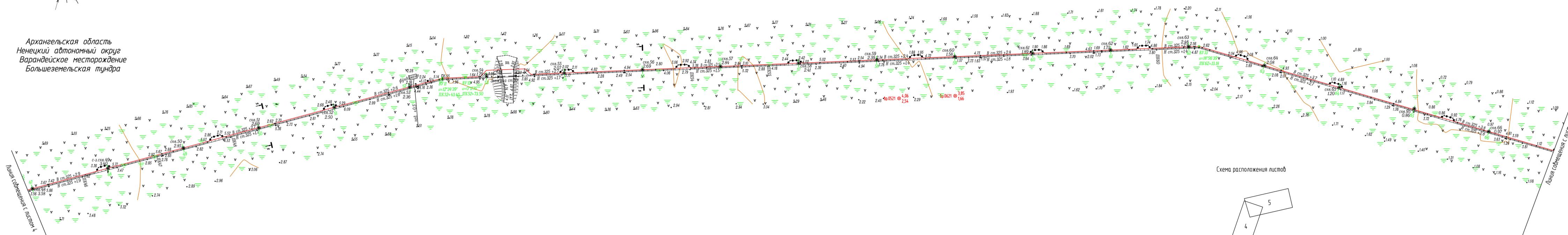
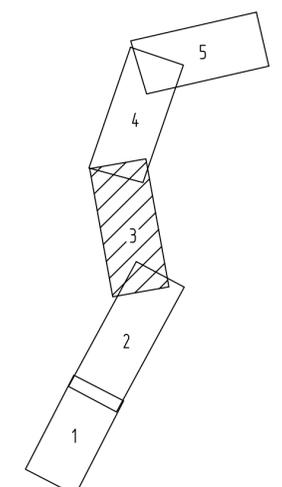


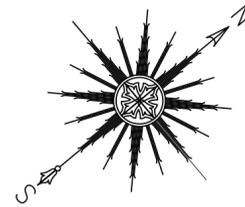
Схема расположения листов



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

41-01-НИПИ/2021-ПБ.Г2					
Реконструкция нефтепровода МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"					
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Белченко				06.22
Проверил	Новоселова				06.22
Н. контр.	Салдаева				06.22
				Стация	Лист
				П	3
				Листов	5
План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"



Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Варандейское месторождение
Большеземельская тундра

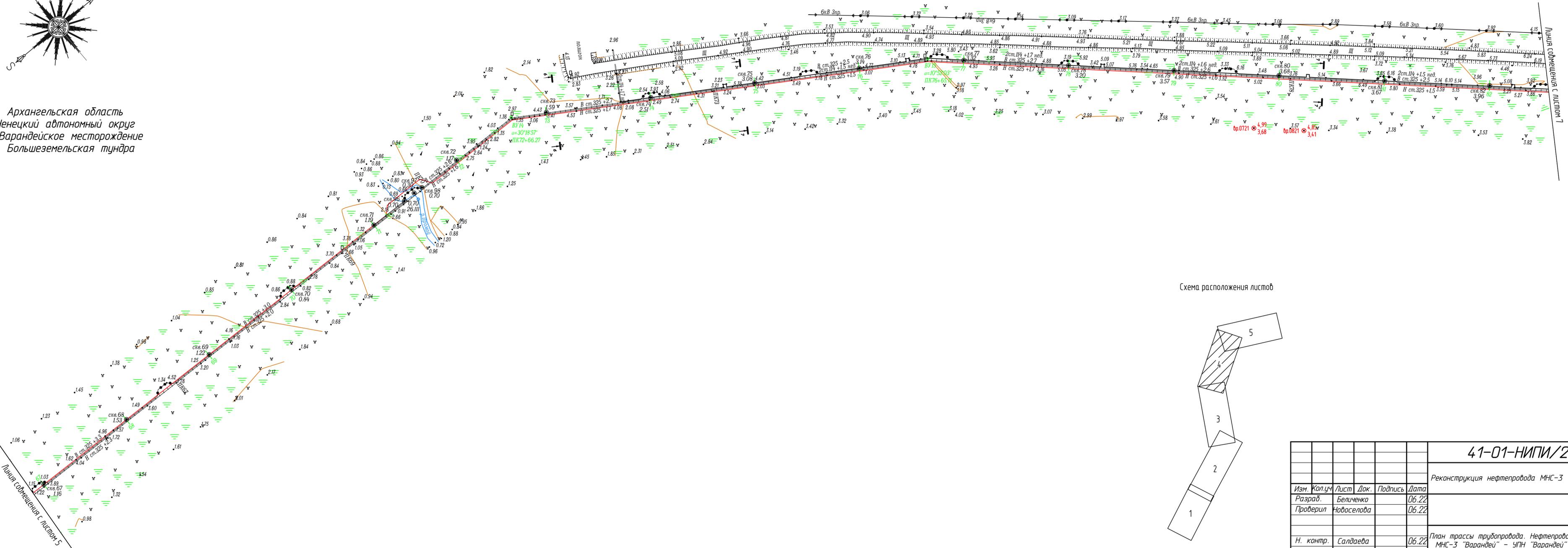
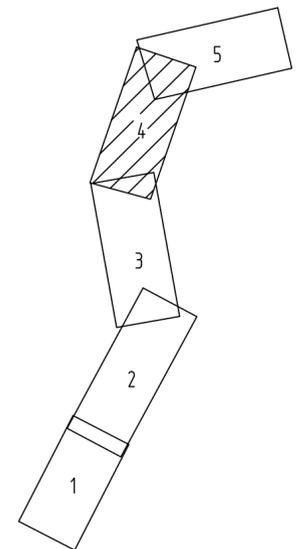


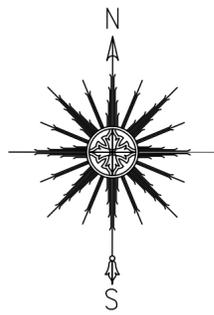
Схема расположения листов



41-01-НИПИ/2021-ПБ.Г2					
Реконструкция нефтепровода МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Белченко				06.22
Проверил	Новоселова				06.22
Н. контр.	Салдаева				06.22
План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
					Формат А4х4

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

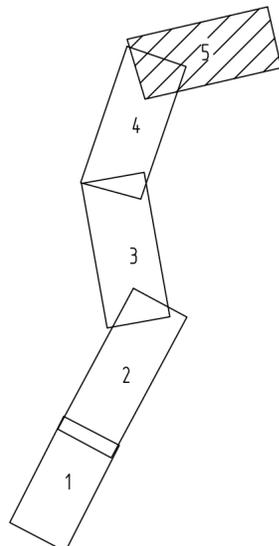
План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"



Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Варандейское месторождение
Большеземельская тундра



Схема расположения листов



					41-01-НИПИ/2021-ПБ.Г2			
					Реконструкция нефтепровода МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.	Беличенко			06.22	П	5	5
	Проверил	Новоселова			06.22			
Н. контр.	Салдаева				06.22	План трассы трубопровода. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.