



**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

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ВЕРХНЕ-
ВОЗЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ТПП «ЛУКОЙЛ-
УСИНСКНЕФТЕГАЗ» В 2023 ГОДУ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»**

**Книга 5 «Идентификация и оценка производственных и
профессиональных рисков»**

06-01-НИПИ/2021-ИОПП

Том 10.5



**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

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ВЕРХНЕ-
ВОЗЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ТПП «ЛУКОЙЛ-
УСИНСКНЕФТЕГАЗ» В 2023 ГОДУ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»**

**Книга 5 «Идентификация и оценка
производственных и профессиональных рисков»**

06-01-НИПИ/2021-ИОПП

Том 10.5

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

Заместитель Генерального директора –

Главный инженер

Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

К. В. Худяев

1 Общие сведения

Настоящая «Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков» разработана группой специалистов Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета» (ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»), во исполнение стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6–2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами» (утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24 июля 2019г.№ 133), с целью исключения или поддержания рисков в области ПБ, ОТ и ОС на приемлемом уровне на этапе проектирования объекта «Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

1.1 Краткие сведения об организации

Заказчик проекта – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», организация эксплуатирующая проектируемый объект – ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Территориальное производственное предприятие «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является структурной единицей ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ПАО «ЛУКОЙЛ».

Производственная сфера деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» включает в себя геологическое изучение, разведку, поиск и добычу углеводородного сырья, реализацию нефти и газа, транспортировку и хранение нефти.

Главная задача Общества – эффективное освоение недр, а также восполнение минерально-сырьевой базы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Работа строится на современных принципах обеспечения ресурсо- и энергосбережения, промышленной и экологической безопасности, социального партнерства с регионами и муниципальными образованиями. Эффективность геологоразведки повышается благодаря применению прогрессивных методов: трехмерная сейсморазведка и электроразведка новой модификации (прямые поиски нефти). Это позволяет объективно выбирать первоочередные объекты на поисковом этапе и способствует наращиванию ресурсной базы.

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является:

- разведка нефтяных и газовых месторождений;
- добыча нефти и газа;
- комплексное освоение и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- организация и осуществление деятельности по транспортировке добытых ресурсов до узлов магистральной сети трубопроводов;
- осуществление природоохранной деятельности в сферах добычи и транспортировки нефти и газа в рамках экологической программы общества;
- разработка технических проектов на строительство эксплуатационных и иных скважин;
- осуществление строительства, специализированных монтажно-наладочных работ, технического обслуживания и ремонта средств и систем автоматизации, контрольно-измерительных приборов.

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» работает на территории Республики Коми, разрабатывая северную группу месторождений.

1.2 Общие сведения об объекте

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта "Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" в 2023 году", утвержденного Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" И.В. Шараповым.

В административном отношении участок строительства расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда Усинского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество».

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга, далее по внутрипромысловым подъездам. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично. В период с января по апрель в качестве путей сообщения так же используются автозимники.

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района строительства. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Участок строительства расположен в пределах Верхне-Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

По характеру растительности леса район строительства относится к подзоне северной тайги. Территория местами заболочена.

Рельеф района строительства слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к долинам рек.

Гидрографическая сеть представлена р. Колва, впадающей в р. Уса, и её притоками р. Селаель, руч. Безымянный.

Согласно СП 131.13330.2012 (СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция) «Строительная климатология» по карте климатического районирования для строительства участок относится к подрайону ИД.

Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

По климатическому районированию территория строительства относится к Усинскому району (II-Б) с умеренно суровой зимой, по термическим условиям летнего периода – ко II поясу умеренно холодного лета (сумма температур воздуха выше 10° составляет от 600° до 900).

Климат района формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой и повышенного – летом, под воздействием интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха придают погоде большую неустойчивость. Удаленность от теплого Атлантического океана и близость обширного Азиатского континента обуславливают в районе строительства умеренно континентальный климат, характеризующийся продолжительной зимой (около 7 месяцев) с устойчивым снежным покровом и коротким, сравнительно холодным, летом (около 2 месяцев) с незначительным количеством жарких дней.

Проектной документацией предусмотрены следующие этапы строительства и ввода объектов в эксплуатацию:

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

06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т

Лист
4

- 1 этап: Строительство выкидной линии «скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461»;
- 2 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скв.3411, 3463;
- 3 этап: Строительство выкидной линии «к. 275 до УЗ-12»;
- 4 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скважин к.275;
- 5 этап: Строительство выкидной линии «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»;
- 6 этап: Демонтаж существующих выкидных линий от скв. 2854, 2865;
- 7 этап: Строительство нефтесборного коллектора «к.3461 до УЗ к.225»;
- 8 этап: Демонтаж существующего нефтесборного коллектора «к.3461 до УЗ к.225».

Проектируемые выкидные нефтепроводы предназначены для транспортировки транспортировки продукции от добывающих скважин до замерных установок.

1.3 Состав проектируемых сооружений

В настоящем проекте предусматривается реконструкция высоконапорных водоводов и нефтепроводов. Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	92	35,2
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	22	17
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	32	24,3
Нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	92	35,2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
								5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Технологические трубопроводы ГОСТ 32569-2013		Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Группа продукта	Категория	Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»	Н	89х6	99	А	І	-	-	4,0
Выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»	Н	89х6	138	А	І	-	-	4,0
Выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»	Н	89х6	265	А	І	-	-	4,0
Нефтеборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»	Н	114х6	1218	-	-	Ш	Ш	4,0

Примечание - Классы и категории промысловых трубопроводов по назначению определены в соответствии с СП 284.1325800.2016, технологических трубопроводов - ГОСТ 32569-2013.
Н –нефтегазопровод.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтепроводов, минимальная глубина составляет 0,8 м. Рабочее давление нефтепроводов – 4,0 МПа.

Согласно СП 284.132580.2016 нефтеборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225» по диаметру относятся к Ш классу, по назначению к категории Ш.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 предусмотрено повышение категории проектируемых выкидных нефтепроводов до категории І при прохождении по территории технологических площадок.

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

За границу промыслового и технологического трубопровода согласно СП 284.132580.2016 – принята бровка отсыпки соответствующих площадок или условная граница участка.

Проектируемые выкидные нефтепроводы по транспортируемой среде в соответствии с ГОСТ 32569-2013 относятся к группе А, подгруппе б, категории І. Испытание на прочность и герметичность проектируемых выкидных нефтепроводов в пределах технологических

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т

Лист
6

площадок необходимо проводить в соответствии с ГОСТ 32569-2013 пневматическим способом давлением $R_{исп.} = 1,43 \times R_{расч.} = 1,43 \times 4,0 = 5,72$ МПа в течение не менее 30 мин.

Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50% от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10% от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Испытания на плотность предусматриваются после снижения давления до расчетного, с давлением $R_{исп.} = R_{расч.}$. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После проведения основных испытаний в соответствии с ГОСТ 32569-2013 необходимо провести дополнительные пневматические испытания на герметичность с определением падения давления во время испытания. Дополнительные испытания необходимо провести давлением равным рабочему продолжительностью не менее 24 ч. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1% за 1 ч.

Участки проектируемых трубопроводов за границей технологических площадок необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа. На первом этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность участков проектируемых трубопроводов:

- на переходах через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки, давлением $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб.} = 1,5 \times 4,0 = 6,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов;
- на пересечении с воздушными линиями электропередач высокого напряжения до укладки давлением, $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб.} = 1,5 \times 4,0 = 6,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки или крепления на опорах, давлением $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб.} = 1,5 \times 4,0 = 6,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов;
- узлов линейной запорной арматуры до укладки или крепления на опорах давлением $R_{исп.} = 1,25 \times R_{раб.} = 1,25 \times 4,0 = 5,0$ МПа для нефтегазопроводов в течение 6 часов.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
								7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

На втором этапе необходимо провести испытания на прочность проектируемых трубопроводов на всем протяжении трасс после укладки и крепления на опорах, давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=1,1 \times 4,0=4,4$ МПа для нефтегазопроводов пневматическим способом в течение 12 часов.

Третьим этапом необходимо произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего, 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.

В соответствии с п.182 приказа №116 трубопроводы под давлением следует считать выдержавшими гидравлическое испытание, если не будет обнаружено:

- видимых остаточных деформаций;
- трещин или признаков разрыва;
- течи, потения в сварных соединениях и в основном металле;
- течи в разъемных соединениях;
- падения давления по манометру.

В соответствии с п.903 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 выкидных нефтепроводов составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода.

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

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная 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, группой коррозионной стойкости - 1, 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т

Лист
8

красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Устройство углов поворота трасс проектируемых выкидных нефтепроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

– отводов гнутых с радиусомгиба 3Du, изготовленных методом индукционного нагрева, из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, группой коррозионной стойкости - 1, 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 по ТУ 1469-515-25784132-2009 для трубопроводов диаметром Ду80 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du горячедеформированная из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, группой коррозионной стойкости - 1, 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 по ГОСТ 17375-2001 для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

Для фитингов в качестве внутреннего принято двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C с системой защиты стыка втулкой. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе термоусаживающихся материалов.

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

Настоящим проектом предусмотрено подключение проектируемых выкидных нефтепроводов к обвязкам существующих добывающих скважины. Перед точкой подключения к добывающей скважины настоящим проектом предусмотрена задвижка фланцевая с выдвигным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, вентиль пробоотборник, сливное устройство, узел выпуска воздуха, манометр.

Настоящим проектом предусмотрен контроль расхода добываемой жидкости из добываемых скважин. Решения по контролю закачиваемого агента представлены в п.12 "Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т

Лист
9

технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта" настоящего тома.

По трассам выкидной линии "скв.3411, 3463 до ЗУ к.3461" и выкидной линии "к. 275 до УЗ-12" предусмотрена установка измерительной установки Циклон 120-4,0.

Проектом предусмотрено подключение трассы выкидной линии "скв.2854, 2865 до ЗУ-2865" к существующему технологическому блоку. На узле подключения предусмотрен клапан обратный поворотный в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанный на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². Подключения к существующему технологическому блоку предусмотрено выполнить к выходящему штуцеру.

По трассам проектируемых выкидных нефтепроводов проектом предусмотрены узлы подключений к существующим трубопроводам. На узлах подключений предусмотрены клапаны обратные поворотные, задвижки клиновые фланцевые с выдвижным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

На узлах подключений проектируемых трасс проектом предусмотрена установка узлов выпуска воздуха (вантузов). В качестве выпуска воздуха предусмотрено применение вентиля угловых специальных (ВУС) Ду50 мм, Ру4,0 МПа.

Пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных футлярах в соответствии с требованиями ГОСТ Р 32569-2013. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение нефтегазопроводом существующей внутрипромысловой грунтовой дороги. Пересечение выполнено подземным способом в защитном кожухе из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена методом продавливания. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении автомобильной дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы защитного кожуха, устанавливаемого на участке перехода проектируемого трубопровода через автомобильную дорогу, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна.

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

06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т

Лист
10

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 трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

Общие технические решения

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

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

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях 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, на трубопроводах предусмотрены:

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутовыми 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 трасс трубопроводов;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист	
									11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

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

На каждом полукилометре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

1.4 Общие сведения о рабочем персонале

Проектируемый объект входит в зону производственной деятельности комплексного цеха по добыче нефти и газа КЦДНГ №4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будет осуществляться существующим персоналом, обслуживающим фонд скважин, нефтесборные сети и высоконапорные водоводы Возейского месторождения (бригады по добыче нефти и газа). Увеличения численности персонала не предусматривается.

Для проектируемых объектов предусматривается непрерывный круглосуточный режим работы. Автоматизация и управление технологическим процессом транспорта скважинной продукции Возейского нефтяного месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Сведения о существующей численности работников бригад КЦДНГ №4 и КЦДНГ №6 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», занятых на обслуживании фонда скважин и трубопроводов Возейского месторождения, представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Численность персонала и профессионально-квалификационный состав

Профессия	Численность всего, чел.	Численность в вахту, чел	В том числе, чел.		Категория по СНиП 2.09.04-87
			I смена	II смена	
КЦДНГ №4					
<i>бригада по добыче нефти и газа № 3</i>					
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	2	1	1	-	1а
Оператор по добыче	16	7	6	1	2г

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
							12

Профессия	Численность всего, чел.	Численность в вахту, чел	В том числе, чел.		Категория по СНиП 2.09.04-87
			I смена	II смена	
нефти и газа					
Итого	18	8	7	1	
КЦДНГ №4					
бригада по добыче нефти и газа № 5					
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	2	1	1	-	1а
Оператор по добыче нефти и газа	13	5	3	2	2г
Итого	15	6	4	2	

Работа на объектах КЦДНГ №4 и КЦДНГ №6 осуществляется вахтовым методом, продолжительность вахты 30 дней.

Для персонала установлен суммированный учет рабочего времени и следующие режимы работы:

- мастер по добыче нефти, газа и конденсата – односменный, продолжительность рабочей смены 11 часов;
- оператор по добыче нефти и газа – односменный, продолжительность рабочей смены 10 часов;
- оператор по добыче нефти и газа – двухсменный, продолжительность рабочей смены 11 часов.

К работе допускаются лица, имеющие соответствующую профессиональную подготовку, прошедшие инструктаж согласно перечню обязательных инструкций и сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

- патрулирование трассы трубопровода – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопровода, безопасности окружающей среды;
- регулярные осмотры и обследования всех участков трубопровода с применением технических средств с целью определения их технического состояния;
- мероприятия по тщательному осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации не реже одного раза в три месяца.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т

Лист
13

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 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 действующем промысле имеется сложившаяся структура ремонтной базы, со всем необходимым оснащением. Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, 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.

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

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	
							Лист
							14

2 Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков

Идентификация опасностей и оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС произведена согласно стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6 – 2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24 июля 2019г. № 133.

В таблице 4 приведен Перечень опасностей и результаты оценки риска в области ПБ, ОТ и ОС для проектируемого объекта «Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году». Оценка вероятности возникновения рисков и потенциальных последствий рисков определена на основании «Матрицы оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС (МОР)» с учетом критериев, представленных в Приложении В стандарта.

Значение риска в области ПБ, ОТ и ОС определяется как произведение двух величин:

- величины частоты/вероятности того, что происшествие/рисковое событие может произойти и нанести ущерб людям, материальным активам, окружающей среде и репутации Группы «ЛУКОЙЛ» - измеряется по МОР в баллах от 1(минимального) до 5(максимального);
- величины комплексных потенциальных последствий (ущерба) от происшествия/рискового события - измеряется по МОР в баллах от 1(минимального) до 5(максимального) для людей, материальных активов, окружающей среды и репутации Группы «ЛУКОЙЛ».

Применяя матрицу оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС, по каждому конкретному риску в области ПБ, ОТ и ОС определяется его цифровое значение (баллы), позволяющие классифицировать риск по одному из 3-х уровней событий:

- красная зона (высокие риски): необходимо до начала работ определить и внедрить необходимые Мероприятия по исключению рисков или воздействию на риски в области ПБ, ОТ и ОС, для их снижения как минимум, до среднего уровня. До принятия мер по снижению рисков работы начинать нельзя!
- желтая зона (средние риски): необходимо до начала работ определить возможность и целесообразность применения и внедрения Мероприятий воздействия на риски в области ПБ, ОТ и ОС, для их снижения до низкого уровня.
- зеленая зона (низкие риски): необходимо поддерживать на существующем уровне путем выполнения и контроля действующих Мероприятий воздействия, предусмотренных Системой управления ПБ, ОТ и ОС.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
										15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласно данным таблицы 4, на проектируемом объекте «Строительство промышленных трубопроводов Верхне-Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» присутствуют средние и низкие риски в области ПБ, ОТ и ОС. Возникновение средних рисков связано с опасными природными явлениями, и передвижением персонала на автотранспорте при обслуживании проектируемых трубопроводов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-ИОП.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 4 – Перечень опасностей и результаты оценки риска в области ПБ, ОТ и ОС

№	Опасность	Операция/ Оборудование	Потенциальное происшествие/рисковое событие в области ПБ, ОТ и ОС	Объекты негативного влияния			
				Люди	Материальные	Окружающая среда	Репутация
1	ФИЗИЧЕСКИЕ						
1.1	Давление жидкости						
1.1.3	Нефть под давлением в трубопроводах всех типов	Эксплуатация, ремонт, демонтаж трубопроводов	Полная разгерметизация (порыв) Утечки (свищ)	2X2	2X3	2X3	2X3
1.1.6	Подтоварная вода под давлением в трубопроводах	Эксплуатация, ремонт, демонтаж трубопроводов	Полная разгерметизация (порыв) Утечки (свищ)	2X1	2X1	2X2	2X1
1.3	Механические						
1.3.11	Движущийся автотранспорт	Все виды деятельности	ДТП, наезд	4X3	4X2		
1.3.17	Применение ручного (не электрического) инструмента	Любые работы с применением ручного, не электрического инструмента	Удары, сдавливание, разрывание, разрезание	3X2	3X1		
1.3.18	Острые и рваные края и кромки материалов, оборудования, инструмента	Любые работы с применением ручного, не электрического инструмента	Разрывание, разрезание	3X2	3X1		
1.3.19	Скользкие, неровные поверхности	Любые производственные объекты	Подскользывание, падение	3X2	3X1		
1.3.20	Выступающие части оборудования и предметов	Любые производственные объекты	Удары, зацепление, спотыкания, падение	3X2	3X1		
1.4	Термические						
1.4.2	Холодные поверхности (отрицательные температуры)	Технологические трубопроводы	Прикасание к незащищенным местам.	2X2			
1.4.3	Открытое пламя. Раскаленные частицы.	Огневые работы	Пожар. Термический ожог.	3X2	3X2	3X2	
1.5	Электрические						

06-01-НИИПИ/2021-ИОПШ.Г

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№	Опасность	Операция/ Оборудование	Потенциальное происшествие/рисковое событие в области ПБ, ОТ и ОС	Объекты негативного влияния			
				Люди	Материальные	Окружающая среда	Репутация
1.5.3	Статическое электричество	Применение обтирочного материала, незаземленное оборудование. Применение одежды, не обладающей антистатическими свойствами	Статический разряд, возгорания, взрывы вследствие разряда	2X3	2X2		
1.7 Природные							
1.7.1	Сильный ветер. Вращение крутящихся элементов и оборудования под воздействием ветра, раскачивание и падение грузов и конструкций, падение работников	Все операции выполняемые на открытых площадках	Падения работников на поверхности, с высоты и в глубину. Падение предметов на работников	3X3	3X1		
1.7.2	Обледенение конструкций и покрытий	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Падение работников на поверхности, с высоты и в глубину	3X3	3X1		
1.7.3	Низкие температуры воздуха (Мороз)	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Обморожение, переохлаждение	4X3	4X1		
1.7.4	Туман. Плохая видимость	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Повышение риска любых опасных событий, связанных с выполняемыми работами в условиях плохой видимости	3X3	3X1		
1.7.5	Молния	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Взрывы взрывоопасных объектов, пожар	2X3	2X3		
1.7.9	Снежная буря, метель	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Обморожение, переохлаждение, засыпание снегом, повышение риска любых опасных событий связанных с выполняемыми работами	3X3			
1.7.10	Затяжные и/или сильные дожди	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Затопление, промоины и проседания в грунте и на	3X2	3X2		

06-01-НИИПИ/2021-ИОПШ.Г

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИИПИ/2021-ИОПШ.Г

№	Опасность	Операция/ Оборудование	Потенциальное происшествие/рисковое событие в области ПБ, ОТ и ОС	Объекты негативного влияния			
				Люди	Материальные	Окружающая среда	Репутация
			дорогах. Повышение риска любых опасных событий связанных с выполняемыми работами				
1.7.11	Болота	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Затягивание, утопление	1X3	1X1		
1.7.12	Просадка грунта	Эксплуатация зданий, сооружений, технологических конструкций	Деформация, разрушение зданий, сооружений, технологических конструкций	1X2	1X2		
1.7.13	Падение снега и сосулек с высоты	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Падение на людей и объекты инфраструктуры	2X2	2X1		
1.9 Микроклимат							
1.9.2	Работа в условиях охлаждающего микроклимата	Работа вне помещений в холодный период года	Профессиональные заболевания	2X1	2X2		
1.10 Световая среда							
1.10.4	Отсутствие или недостаток естественного света	Все виды работ	Повышенная утомляемость.	1X1	1X1		
2 ХИМИЧЕСКИЕ							
2.1	Нефть и нефтепродукты	Эксплуатация трубопроводов	Утечки. Воздействие на кожные покровы, органы дыхания и внутренние органы	2X1	2X2	2X1	
3 БИОЛОГИЧЕСКИЕ							
3.1	Инфекции и вирусы, передающиеся между людьми воздушно-капельным путем	Все производственные операции	Попадание в организм человека	5X1			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-01-НИИПИ/2021-ИОПШ.Г

Лист 20

№	Опасность	Операция/ Оборудование	Потенциальное происшествие/рисковое событие в области ПБ, ОТ и ОС	Объекты негативного влияния			
				Люди	Материальные	Окружающая среда	Репутация
3.2	Патогенные микроорганизмы (вирусы, бактерии, грибки), и продукты их жизнедеятельности	Организация питания, быта и досуга работников	Попадание через пищу, воздушным и контактным путем	3X2			
3.3	Просроченные продукты питания	Организация питания работников	Попадание в органы пищеварения.	3X2			
3.4	Недоброкачественная питьевая вода	Организация питания работников	Попадание в органы пищеварения.	3X2			
3.5	Гельминты и яйца	Организация питания работников	Попадание на слизистую оболочку и в органы пищеварения людей	3X2			
3.6	Кровососущие насекомые (гнус, мошка).	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Укусы	5X1			
3.10	Кровососущие насекомые (москиты, энцефалитные клещи и др.) и грызуны.	Все операции, выполняемые на открытых площадках	Укусы. Заболевания	5X1			
4 ПСИХОФИЗИОЛОГИЧЕСКИЕ							
4.1	Физиологические/эргономические						
4.1.2	Динамические физические перегрузки	Операции с ручным трудом	Травмы. Профессиональные заболевания	3X2	3X1		
5	СОЦИАЛЬНЫЕ						
5.4	Неправомерные действия третьих лиц. Несанкционированные врезки и отбор продукции. Демонтаж, повреждение или разрушение оборудования вследствие действия 3-х лиц (вандализм, диверсия, попытка кражи цветных металлов)	Эксплуатация оборудования и трубопроводов. Все операции, выполняемые на открытых территориях	Потери или нарушение целостности и работоспособности оборудования.	3X1	3X2	3X2	
5.5	Употребление алкоголя	Все производственные операции	Повышение присущих	2X3	2X1		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

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

№	Опасность	Операция/ Оборудование	Потенциальное происшествие/рисковое событие в области ПБ, ОТ и ОС	Объекты негативного влияния			
				Люди	Материальные	Окружающая среда	Репутация
			деятельности рисков				
5.6	Употребление (курение) табака (в том числе пассивное)	Организация досуга и отдыха работников.	Заболевания (в том числе органов дыхания). Пожар	3X2			
6	ИЗМЕНЕНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА						
6.1	Изменение законодательства в области ПБ и ОТ	Любые производственные объекты	Повышение присущих деятельности рисков		5X1		5X1
6.2	Изменение законодательства в области ООС	Любые производственные объекты	Повышение присущих деятельности рисков		5X1		5X1
6.3	Изменение законодательства в области ГО и предупреждения ЧС	Любые производственные объекты	Повышение присущих деятельности рисков		5X1		5X1

06-01-НИИПИ/2021-ИОПШ.Г

