

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ
НАДЗОРУ (РОСТЕХНАДЗОР)
ПЕЧОРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА

(наименование территориального органа Ростехнадзора)

УТВЕРЖДЕНО

приказом

Печорского управления Ростехнадзора

(наименование территориального органа Ростехнадзора)

от 25.12.2020 № ПР-250-788-о

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

**технической комиссии по установлению причин нарушения
законодательства о градостроительной деятельности при строительстве
объекта капитального строительства**

«Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», расположенного по адресу: Республика Коми, МО ГО «Усинск», Усинский район, ГУ «Усинское лесничество, квартала № 44, 51, 69, 86, 87, Мутно-Материкское участковое лесничество, квартал № 20

(указать наименование и почтовый или строительный адрес объекта капитального строительства)

г. Сыктывкар, Республика Коми

(место составления)

Технической комиссией, созданной приказом Печорского управления Ростехнадзора от 26.09.2020 № ПР-250-481-о

(указать наименование территориального органа и реквизиты приказа (распоряжения))

в составе:

Баталова Александра Магомедтагировича – заместителя руководителя Печорского управления Ростехнадзора (председатель технической комиссии);

Иванова Юрия Ивановича – начальника Межрегионального отдела государственного строительного надзора Печорского управления Ростехнадзора (заместитель председателя технической комиссии);

Филитова Андрея Николаевича – и. о. начальника Ухтинского территориального отдела Печорского управления Ростехнадзора;

Трусова Ильи Николаевича – государственного инспектора Усинского территориального отдела Печорского управления Ростехнадзора;

Бокова Ивана Александровича – ведущего специалист-эксперта отдела государственного надзора в области использования и охраны водных объектов по Республике Коми Межрегионального управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) по Республике Коми и Ненецкому автономному округу;

Руденко Виталия Геннадьевича – заместителя руководителя Администрации МО ГО «Усинск»;

Лебедевой Ирины Николаевны – начальника Усинского комитета по охране окружающей среды;

Богачева Александра Витальевича – начальника Управления ГО и ЧС Администрации МО ГО «Усинск»;

Клюева Алексея Борисовича – заместителя генерального директора по капитальному строительству ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

Гайдукова Вячеслава Викторовича – директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

Московкина Вячеслава Витальевича – начальника отдела ОТ, ПБ и ПЧС управления ОТ, ПБ, ООС и КН ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,

установлено следующее:

Раздел 1.

Общие сведения об объекте капитального строительства (параметры объекта, номер, дата выдачи и срок действия разрешения (разрешений) на строительство, реквизиты заключения (заключений) государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий; информация о застройщике, техническом заказчике, лицах, осуществляющих строительство, проектных организациях; о лицах, осуществляющих строительный контроль; о проектных решениях, предусмотренных, проектной и рабочей документацией)

Проектной документацией «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» предусмотрено семь этапов строительства:

Первый этап строительства:

1. Расширение куста скважин № 1;
2. Строительство двух отпаечных ВЛ-6кВ;
3. Строительство нефтегазопровода от площадки куста скважин №1 до узла пуска очистных устройств на временной дожимной насосной станции (далее – ДНС).

Второй этап строительства:

1. Расширение куста скважин № 3;
2. Строительство высоконапорного водовода от куста скважин №3 до точки врезки.

Третий этап строительства:

1. Расширение куста скважин № 4;
2. Строительство высоконапорного водовода от куста скважин №4 до точки врезки.

Четвертый этап строительства:

1. Расширение куста скважин № 5;

Пятый этап строительства:

1. Расширение куста скважин № 7;

2. Строительство высоконапорного водовода от куста скважин №7 до точки врезки.

Шестой этап строительства:

1. Обустройство куста скважин № 9;
2. Строительство автозимника
3. Строительство двух отпаечных ВЛ-6кВ;
4. Строительство нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС.

Седьмой этап строительства:

1. Строительство автоподъезда к вертолетной площадке;
2. Строительство вертолетной площадки.

Аварийная ситуация, произошедшая 25.09.2020, заключалась в разгерметизации нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС (далее – нефтегазопровод), входящего в состав шестого этапа строительства проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», в районе перехода нефтегазопровода, выполненного методом наклонно-направленного бурения (далее - ННБ), с последующим разливом нефтесодержащей жидкости (далее - НСЖ) и попаданием в реку Лая.

Нефтегазопровод имеет следующие проектные характеристики:

- способ укладки нефтегазопровода – подземный;
- плановая протяженность нефтегазопровода составляет 5873,0 м. Рабочее давление нефтегазопровода - 4,0 МПа. На участке ПК 21+80,0-ПК 26+80,0 проектом предусмотрен подземный переход через реку Лая методом наклонно-направленного бурения (L=500 м). Нефтепровод при переходе через реку Лая сооружается из стальной трубы Ø273x8,0 мм марки стали 20ЮЧ мм в стальном защитном кожухе Ø 530x10,0 мм;

- проектом предусмотрено применение трубы Ø 273x8 мм марки стали 20ЮЧ ТУ 14-157-54-97 - труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности K48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C;
- для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии предусмотрено применение втулок CPS-273-8 по ТУ 1390-001-09308923-2014;
- с каждой стороны переходов проектируемого нефтегазопровода через водные преграды на ПК 21+60,0, ПК 31+0,0, ПК 43+50,0 и ПК 47+60,0 настоящим проектом предусмотрены задвижки фланцевые электроприводные надземного исполнения с выдвижным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, Ду250 мм, рассчитанные на давление 4,0 МПа (30нж915нж1, ЗКЛ2 250-40 нж1 по ТУ 3741-006-07533604-01). На задвижках предусмотрена установка электропривода во взрывозащищенном исполнении. Электропривод оснащён ручным дублером. На обеих сторонах трубопровода относительно каждой задвижки предусмотрен монтаж манометра общего назначения со шкалой 0-60 кгс/см² (МП4У по ТУ 25-02.180335-84). Узлы береговых задвижек предусмотрено монтировать на технологические опоры под нефтегазопровод Ду250 мм 273-КХ-А11-09Г2С по ОСТ 36-146-88;
- проектом предусмотрено подключение проектируемого нефтегазопровода от площадки куста скважин №9 к обвязке узла пуска очистных устройств на площадке временной ДНС.

На узле подключения проектом предусмотрен монтаж задвижки клиновой фланцевой надземного исполнения с выдвижным шпинделем в комплекте с

ответными фланцами и крепежом, Ду250 мм, Ру4,0 МПа (30нж515нж1, ЗКЛ2 250-40 нж1 по ТУ 3741-006-07533604-01) и клапана обратного поворотного надземного исполнения, с ответными фланцами и крепежом, Ду250 мм, Ру4,0 МПа (19нж53нж1 по ТУ 3741-005-43179794-2009). На обеих сторонах трубопровода относительно задвижки и клапана предусмотрен монтаж манометра общего назначения со шкалой 0-60 кгс/см² (МП4У по ТУ 25-02.180335-84). Конструкция узла подключения представлена на чертеже 27-01-НИПИ/2105-1-ИСО7.3.Г1, Г3.

Застройщиком объекта капитального строительства является Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»), ИНН 1106014140, ОГРН 1021100895760, свидетельство о государственной регистрации 11 № 000917194 от 16.07.2002, адрес местонахождения: 169710, Российская Федерация, Республика Коми, г. Усинск, ул. Нефтяников, д. 31. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» состоит в реестре членов саморегулируемой организации Ассоциация Саморегулируемая организация «Объединение строителей Республики Коми», регистрационный номер в государственном реестре СРО: СРО-С-086-27112009, ОГРН: 1091100000287, ИНН: 1101501661, адрес места нахождения: 167031, Республика Коми, г. Сыктывкар, Интернациональная, д. 32, контактный телефон: +7 (8212) 216-716/ +7 (8212) 24-31-03/ +7 (8212) 24-31-27, адрес электронной почты: srokomi@mail.ru, адрес официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: www.stoirk.ru

Строительный контроль от лица застройщика осуществляет Общество с ограниченной ответственностью «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» (ООО «Т-ДЭК»), ИНН 1102049053, ОГРН 1051100648268, юридический адрес: 125502, г. Москва, ул. Петрозаводская, дом 9, корп. 2, этаж 1, пом. VII; комн.1(РМИ2). Наименование саморегулируемой организации, членом которой является ООО «Т-ДЭК» - Ассоциация содействия реставрации и возрождения национального архитектурного наследия «Архитектурное

наследие», регистрационный номер в государственном реестре СРО: СРО-С-230-07092010 ОГРН: 1097799004577, ИНН: 7724297990, адрес места нахождения: 107023, Москва, улица Большая Семёновская, дом 49, помещение IV, комната 3,9, контактный телефон: +7 (495) 797-67-77, адрес электронной почты: info@stroysro.ru, адрес официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: www.stroysro.ru.

Лицом, осуществляющим строительство объекта капитального строительства, является: Общество с ограниченной ответственностью «Югорская строительная компания» (ООО «ЮСК»), свидетельство о государственной регистрации серия 86 № 001663794 от 27.01.2011, ИНН 8606014447, ОГРН 1118606000061, 117461, Российская Федерация, г. Москва, ул. Каховка, д. 10, корп. 3, оф.8 тел. 8-912-960-18-64, 8 (34676) 46345, 8 908-896-30-00. Наименование саморегулируемой организации, членом которой является: Саморегулируемая организация Ассоциация строителей газового и нефтяного комплексов (СРО АСГиНК), ОГРН 1118606000061, ИНН 8606014447, регистрационный номер в государственном реестре СРО: СРО-С-084-27112009, ОГРН: 1097799022034, ИНН: 7729441038, адрес места нахождения: 117393, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 56, этаж/комн. 19/55, контактный телефон: +7(495)369-00-75, адрес электронной почты: info@asgink.ru, адрес официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: www.asgink.ru.

Проектная документация объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», шифр проектной документации № 27-01-НИПИ/2015, разработана проектным институтом ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ», ИНН: 1102065200, ОГРН: 1101102000889, адрес местонахождения: 169300, Республика Коми, город Ухта, Октябрьская улица, 14. ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» состоит в реестре членов саморегулируемой организации Ассоциация «Объединение

организаций выполняющих инженерные изыскания в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Изыскатель», Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик».

Положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 13.01.2017 № 003-17/СПЭ-4119/02 (номер в реестре 00-1-1-3-0073-17), выданное Санкт-Петербургским филиалом ФАУ «Главгосэкспертиза России».

Разрешение на строительство объекта капитального строительства от 1.7.07.2018 № 11-87723000-167-2018, выданное Департаментом по недропользованию по Северо-Западному федеральному округу на континентальном шельфе и в Мировом океане (Севзапнедра), срок действия до 17.07.2021.

Раздел 2.

Обстоятельства произошедшего случая нарушения законодательства о градостроительной деятельности на объекте капитального строительства

Строительство нефтегазопровода, на котором 25.09.2020 произошла разгерметизация, осуществлялось в период с января 2019 года. На момент возникновения аварийной ситуации строительство нефтегазопровода не завершено. В связи с тем, что трасса нефтегазопровода проходит по заболоченной местности, строительно-монтажные работы выполнялись исключительно в зимний период при достижении стабильных отрицательных температур окружающего воздуха.

В зимний период с января 2019 года по апрель 2019 года подрядной организацией ООО «Югорская строительная компания» осуществлялись строительно-монтажные работы по укладке нефтегазопровода от кустовой площадки № 9 ПК 0+00 до береговой задвижки дюкерного перехода ПК 21+60, общей протяженностью 2160 м.

В зимний период с декабря 2019 года по январь 2020 года проводились работы по монтажу дюкерного перехода через реку Лая методом наклонно направленного бурения, протяженность дюкерного перехода составила 355 м.

В зимний период с января 2020 года по апрель 2020 года осуществлялись строительно-монтажные работы по укладке нефтегазопровода от береговой задвижки дюкерного перехода ПК 31+00 до узла приема очистных устройств на площадке временной ДНС ПК 60+38.

В августе 2020 года произведен монтаж крановых узлов ПК 21+60, ПК 31+00, ПК 43+50, ПК 47+60, узла приема очистных устройств, обратного клапана, тройника и перспективной задвижки ПК 60+38 в районе куста № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Хронология развития аварийной ситуации

29.08.2020 в ходе исполнения мероприятий по врезке проектного узла кустовой площадки № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения был произведен монтаж: тройника, обратного клапана поворотного, перспективной редукторной задвижки с обвязкой на камеру приема очистных устройств нефтегазопровода от кустовой площадки № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, строительно-монтажные работы проводились силами подрядной организации ООО «Югорская строительная компания».

Для обратного поворотного клапана и запорной арматуры перед проведением монтажных работ был проведен входной контроль ООО «Усинск НПО Сервис» (была выполнена опрессовка запорной арматуры и обратного клапана на стенде), при производстве монтажных работ запорная арматура была в положении «Закрыто». После окончания работ был произведен контроль сварных стыков со стороны лаборатории ООО «Сафари» в результате чего дефектов не выявлено (заключение № б/н от 29.08.2020).

После получения положительного результата дефектоскопии, был произведен запуск скважины № 1 кустовой площадки № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. Перед запуском скважины в работу опрессовка вновь смонтированного участка не производилась.

Из объяснительной заместителя начальника КЦДНГ-3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.И. Миндубаева, опрессовка не была проведена повторно по причине того, что обратный клапан поворотный и запорная арматура прошли входной контроль, после запуска скважины № 1 в работу (задвижки на скважине переведены в состояние «Открыто», установлен штуцер 17 мм, скважина выведена на режим фонтанирования буферное давление – 22 атм, линейное – 19 атм), посторонних шумов характерных пропуску задвижки не наблюдалось.

25.09.2020 в 13 часов 45 минут при совершении планового облета месторождений Денисовского лицензионного участка с целью осмотра состояния оборудования на кустовых площадках и качества выполняемых работ персоналом КЦДНГ-3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», у береговой линии реки Лая были обнаружены емкости (объемом 1 м³ – 2 шт.) и растекающаяся радужная пленка на водной поверхности реки.



(р. Лая 26.09.2020)

В целях оперативной локализации места загрязнения незамедлительно организована вертолетная доставка боновых заграждений к месту обнаружения.

26.09.2020 в 06 часов 15 минут при проведении обхода местности и визуального наземного обследования береговой линии реки Лая обнаружена утечка нефтесодержащей жидкости в районе дюкерного перехода нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС.

Источником утечки явился строящийся нефтегазопровод от площадки куста скважин № 9 до узла приема очистных устройств на временной ДНС, входящий в состав объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9».

26.09.2020 в 06 часов 30 минут проведены первичные действия по локализации последствий утечки, а именно: береговые задвижки на дюкерном переходе трубопровода переведены в положение «Закрыто».

26.09.2020 в рамках действий по локализации последствий утечки выполнена разработка котлована при помощи экскаваторной техники в месте выхода нефтесодержащей жидкости, на реке Лая установлены 5 рубежей боновых заграждений.



(р. Лая, место разгерметизации)



(р. Лая, боновые заграждения)

В 06 часов 54 минуты 26.09.2020 в Печорское управление Ростехнадзора поступило извещение о возникновении аварийной ситуации при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9». С целью определения причин возникновения аварийной ситуации при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», расположенного по адресу: Республика Коми, МО ГО «Усинск», Усинский район, Республика Коми ГУ «Усинское лесничество, квартала № 44, 51, 69, 86, 87, Мутно-Материкское участковое лесничество, квартал № 20» Печорским управлением Ростехнадзора 26.09.2020 организована техническая комиссия в соответствии с Порядком образования и работы технических комиссий, создаваемых Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору с целью установления причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности, и требований к форме и содержанию документов, составляемых этими комиссиями, утвержденного приказом Ростехнадзора от 28 ноября 2016 года № 507.

27.09.2020 продолжались работы по устранению последствий разлива на реке Лая, установлены дополнительные боновые заграждения (4 и 5 рубеж), обработка водной глади реки Лая сорбентом с последующим сбором сорбента, сформирован опорный штаб непосредственно на берегу реки Лая.

28.09.2020 приказом ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 28.09.2020 № 592 «О введении режима функционирования» был введен режим функционирования «ЧРЕЗВЫЧАЙНАЯ СИТУАЦИЯ» для органов управления, сил и средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», установлен «ОБЪЕКТОВЫЙ» уровень реагирования возникновения чрезвычайной ситуации, создан оперативный штаб ликвидации чрезвычайной ситуации.

28.09.2020 произведен отбор проб природной (поверхностной) воды на водном объекте реке Лая, согласно представленным протоколам концентрация нефтепродуктов находится в допустимом пределе.

28.09.2020 при участии комиссии выполнен демонтаж участка нефтегазопровода в месте разгерметизации и обратного клапана поворотного КО 250.40.0341 (паспорт изделия КО 3742-006 ПС), установленного на узле пуска очистных устройств аварийного нефтегазопровода, для дальнейшего исследования в условиях экспертной лаборатории ООО «Научно-производственный центр «Самара» с целью определения причин отказа в работе.



(фото нефтегазопровода 273х8 мм в месте разгерметизации 28.09.2020)



(фото вырезанной катушки 273х8 мм, направленная на экспертизу)

Предварительной версией развития аварийной ситуации послужило заполнение нефтегазопровода нефтесодержащей жидкостью в период с 29.08.2020 по 25.09.2020 по причине повреждения обратного клапана поворотного КО 250.40.0341, установленного 29.08.2020 на узле пуска очистных устройств перед секущей задвижкой, которая является точкой врезки для нефтегазопровода в действующий эксплуатируемый нефтегазопровод от кустовой площадки № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.



(фото демонтированного обратного клапана, направленного на экспертизу)

Таким образом, нефтесодержащая жидкость, транспортируемая с кустовой площадки № 1, частично заполнила полость нефтегазопровода и двигалась в сторону места разгерметизации, где и произошел выход нефтесодержащей жидкости на рельеф с попаданием в бассейн реки Лая.

Из объяснения должностных лиц

Согласно предоставленных пояснений представителей ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» информация о месте разгерметизации была получена 26.09.2020 в 06 часов 15 минут заместителем начальника комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 Волковым Евгением Николаевичем от оператора пульта управления комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и передана начальнику смены Центральной инженерно-технической службы ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» Дынину Роману Александровичу, после передачи информации Волков Е.Н. выехал на место разгерметизации в район дюкерного перехода через реку Лая. Начальник смены Дынин Р.А. сообщил о случившемся должностным лицам согласно схемы оповещения, в том числе главному инженеру ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» Косаку Алексею Владимировичу. Оперативное сообщение о случившемся было направлено в ЕДДС МОГО «Усинск» 26.09.2020 в 06 часов 25 минут.

Схема нефтегазопровода от куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения

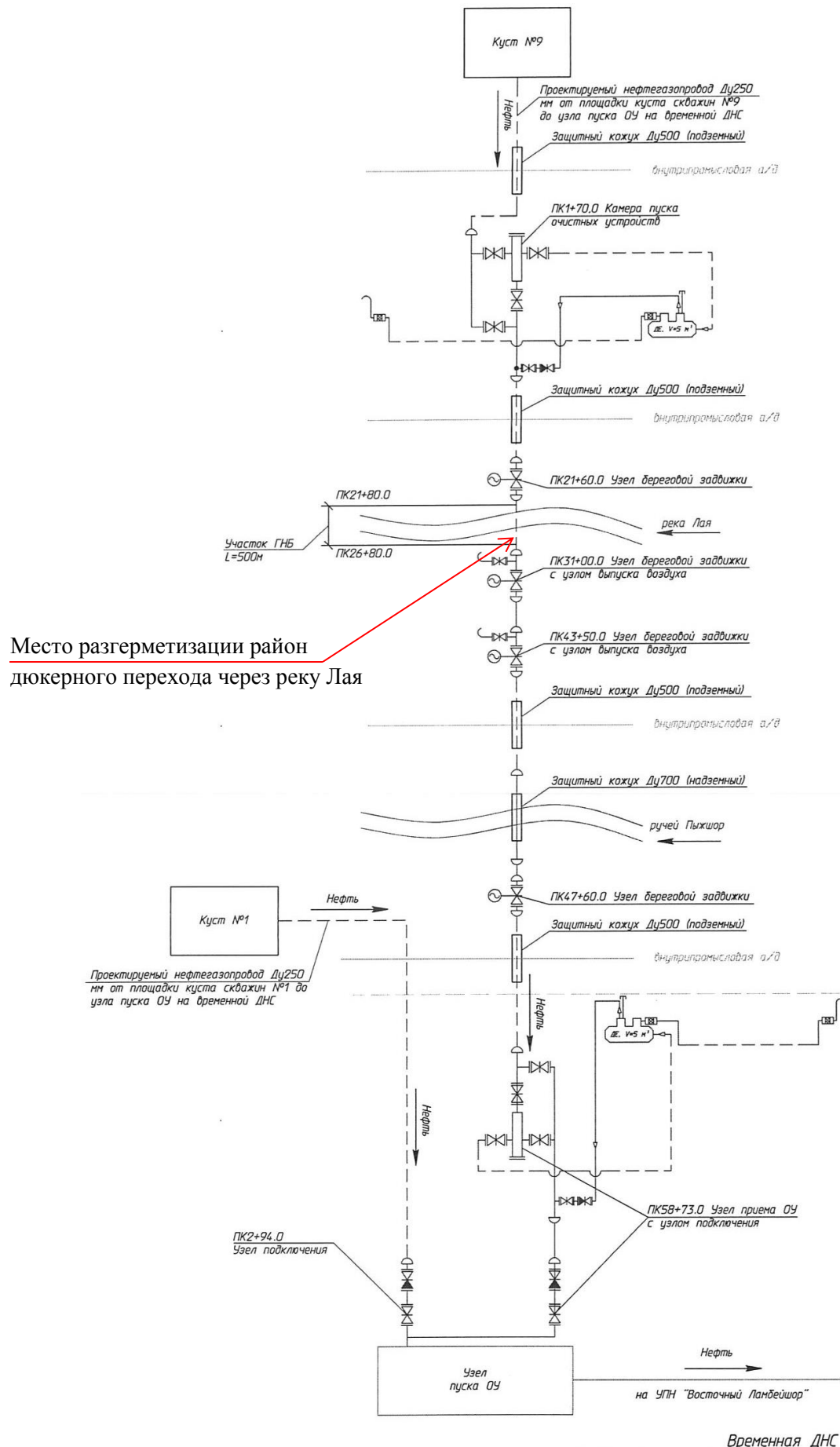
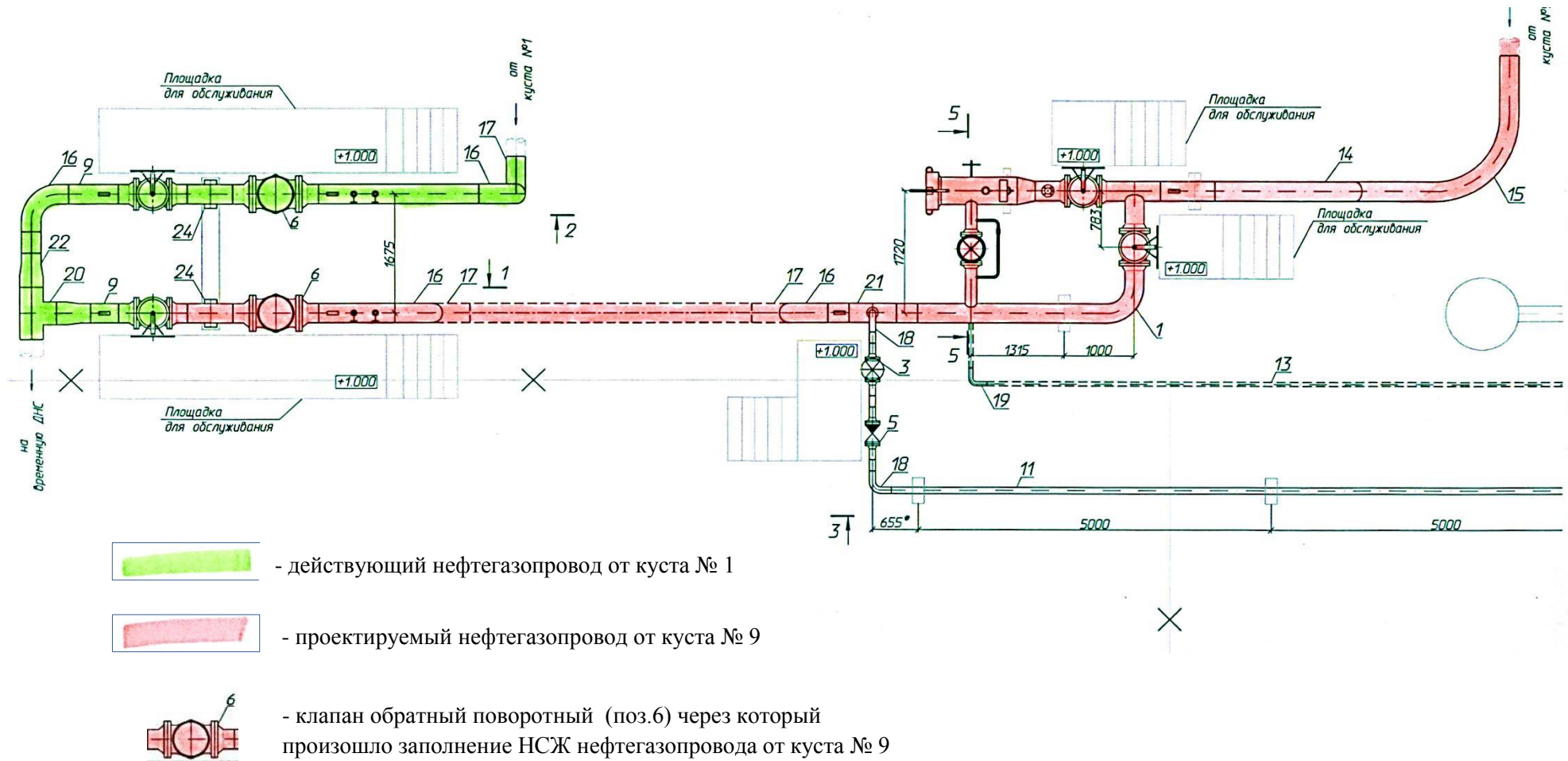


Схема узла приема очистных устройств с узлом подключения нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла приема очистных устройств на временной ДНС к действующей системе нефтесбора в районе куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшормкого нефтяного месторождения



В период с 26.09.2020 по 07.10.2020 силами ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проведены работы по локализации аварийной ситуации на нефтегазопроводе. 07.10.2020 работы по локализации и ликвидации последствий завершены в полном объеме.

При визуальном осмотре кустовой площадки № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения с целью контроля выполненных мероприятий по локализации последствий аварийной ситуации, проведенном 21.10.2020, установлено:

На площадке куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения предусмотрено три вновь проектируемых добывающих скважины № № 9р, 61, 62.

На момент проведения осмотра на площадке куста скважин № 9 работы по реализации проектных решений, предусмотренных проектной документацией «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», не ведутся.

Строительно-монтажные работы, предусмотренные проектной документацией «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», выполнены по следующим сооружениям:

- устройство насыпи площадки куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения;
- строительство двух отпаечных ВЛ-6кВ;
- устройство свайного основания под площадку КТП, монтаж площадки обслуживания КТП, монтаж КТП (позиция 11 по экспликации зданий и сооружений разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г26 площадки куста скважин № 9);
- устройство свайного основания под технологический блок автоматизированной измерительной установки, монтаж технологического блока

автоматизированной измерительной установки (позиция 4.1 по экспликации зданий и сооружений разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г26 площадки куста скважин № 9);

- устройство свайного основания под блок дозирования реагентов с аппаратурным блоком, монтаж блока дозирования реагентов с аппаратурным блоком (позиция 5 по экспликации зданий и сооружений разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г26 площадки куста скважин № 9);

- монтаж продувочной свечи (позиция 9 по экспликации зданий и сооружений разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г26 площадки куста скважин № 9);

- монтаж камеры пуска очистных устройств нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС.

Устья двух пробуренных скважин № 9, № 68 не обустроены (нумерация скважин не совпадает с проектной нумерацией). ООО «Буровая компания «Евразия» ведутся работы по бурению третьей скважины куста № 9.

По результатам осмотра составлен акт осмотра от 21.10.2020 № 25-03-15/Ус.17-74.1ТК.

При визуальном осмотре места разгерметизации и трассы нефтегазопровода, проведенном 23.10.2020 с целью контроля выполненных мероприятий по локализации последствий аварийной ситуации, установлено:

На момент проведения осмотра на трассе нефтегазопровода работы по реализации проектных решений, предусмотренных проектной документацией «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», не ведутся. Работы по обустройству скважин куста № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения не ведутся.

Строительно-монтажные работы, предусмотренные проектной документацией «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного

месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов № № 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9», выполнены по следующим сооружениям:

- укладка в подземном исполнении нефтегазопровода выполнена, за исключением: расстановки опознавательных знаков, подключения электроприводной запорно-регулирующей арматуры на узлах линейных задвижек, расчистки трассы от лесопорубочных остатков;
- выполнено строительство двух отпаечных ВЛ-6кВ (монтаж опор, монтаж навесного оборудования, монтаж кабельной продукции), на опоре № 66 ВЛ-6кВ Ф-14 частично отсутствуют крепежные элементы (устранено 24.10.2020);
- на площадке куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения частично выполнен монтаж кабельной эстакады, выполнен монтаж основания и площадки обслуживания с монтажом оборудования станции управления фонтанной арматурой СУФА (позиция 7 разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г2) и КТП (позиция 8 разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г2), выполнен монтаж основания с монтажом автоматизированной измерительной установки (позиция 10 разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г2), выполнен монтаж основания с монтажом блока БДР (позиция 11 разбивочного плана 27-01-НИПИ/2015-1-ПЗУ1Г2).

В ходе проведения осмотра также установлено:

1. От места разгерметизации нефтегазопровода до берега реки Лая на расстоянии 100-120 метром выполнена очистка и рекультивация территории от нефтесодержащей жидкости. Территория без видимых загрязнений.
2. Выполнена очистка береговой территории реки Лая от нефтесодержащей жидкости. Территория без видимых загрязнений.
3. На водной поверхности реки Лая радужной пленки от нефтесодержащей жидкости не наблюдается.
4. На месте разгерметизации вырезана часть трубы (катушка) нефтегазопровода для исследования и определения причин разгерметизации в условиях экспертной лаборатории.

5. На месте разгерметизации нефтегазопровода (район опоры № 66, ВЛ-6кВ Ф-14) обнаружен временный трубопровод, собранный из насосно-компрессорных труб Ду 80. Временный трубопровод проложен от места разгерметизации (район опоры № 66, ВЛ-6кВ Ф-14) до площадки куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. По информации начальника комплексного цеха добычи нефти и газа (КЦДНГ) – 3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» трубопровод собран для забора воды с реки Лая для нужд капитального ремонта скважин куста скважин №1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, на которой расположена бригада подрядчика ООО «КРС «Евразия» филиал в г. Усинск. (письмо ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 08.12.2020 № 01-03-10121).
6. Опора № 66 ВЛ-6кВ (Ф-14) от куста скважин № 1 до куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения имеет следы загрязнения нефтесодержащей жидкостью на высоту до 10 метров. Опора № 66 ВЛ-6кВ (Ф-14) от куста скважин № 1 до куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения частично отмыта.
7. На кустовой площадке №1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения скважины №№ 21Г, 54Г (нумерация по проекту) находятся в капитальном ремонте. Устья скважин №№ 1, 21Г, 54Г (нумерация по проекту) не обустроены.
8. На площадке узла подключения нефтегазопровода (ПК 58+73,0) демонтирован обратный клапан Ду 250 мм, Ру 4,0 МПа для исследования и определения причин отказа защитной трубопроводной арматуры, предназначенной для недопущения изменения направления потока среды в системе технологических трубопроводов.

По результатам осмотра составлен акт осмотра от 21.10.2020 № 25-03-15/Ус.17-74.2ТК.



(фото места разгерметизации и реки Лая после проведения работ по ликвидации аварийной ситуации, после повторного осмотра от 23.10.2020)

Раздел 3.

Причины и последствия нарушений законодательства о градостроительной деятельности на объекте капитального строительства

По результатам исследования фрагмента нефтегазопровода, проведенного в рамках договора от 20.12.2019 № 19Y3518 «На выполнение экспертных работ в области материаловедения для ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2020-2022г.г.» между ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ООО «Научно-производственный центр «Самара» в условиях экспертной лаборатории ООО «Научно-производственный центр «Самара» (адрес местонахождения: 443001, Самарская область, город Самара, Ульяновская улица, 52/55, ОГРН: 1126315004122, ИНН: 6315644899), выдано заключения № 199/20 «Определения причин разрушения сварного соединения нефтегазопровода Ø273x8 мм на участке от куста №9 до узла пуска очистных устройств Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения», утвержденное директором по науке ООО «Научно-производственный центр «Самара» Юдиным П.Е. 16.11.2020, согласно которому сделаны выводы, заключение и рекомендации:

Выводы ООО «Научно-производственный центр «Самара»

1. Разрушение предоставленных фрагментов нефтегазопровода представляет собой обрыв металла, локализованный по монтажному сварному шву. На наружной и внутренней поверхностях вблизи поверхности излома, а также на поверхности излома наличие дефектов, способствующих преждевременному разрушению металла нефтегазопровода не выявлено.
2. По результатам фрактографических исследований разрушение металла сварного шва протекает по хрупкому механизму. Зарождение трещин происходит на внутренней поверхности нефтегазопровода.
3. Химический состав основного металла свариваемых труб соответствует стали 20А по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.
4. Механические свойства металла свариваемых труб соответствует требованиям ТУ 1317-006.1-593377520-2003 для класса прочности К48, полученные результаты близки к данным сертификатов качества завода изготовителя

трубной продукции ПАО «СТЗ».

5. По результатам измерений твердости основного металла труб наличие локальных неоднородностей механических свойств по сечению образцов не выявлено. Твердость металла сварного шва неоднородна по сечению, аномально высокие значения твердости наблюдаются в корне сварного шва (до 50 HRC).
6. В макроструктуре основного металла и металла сварного шва наличие дефектов макроскопического характера не установлено.
7. Структура основного металла свариваемых труб феррито-перлитная с размером ферритного зерна - 11 балл по ГОСТ 5639-82. Загрязненность неметаллическими включениями – низкая.
8. Структура металла сварного шва неоднородна по сечению: облицовочный шов имеет дендритную феррито-перлитную структуру, корень шва имеет мартенситную структуру.
9. Внутренняя поверхность нефтегазопровода подвержена воздействию агрессивной сероводородсодержащей среды. Полости выявленных трещин заполнены продуктами коррозии – сульфидами железа FeS.
10. Растрескивание металла сварного шва обусловлено образованием неблагоприятной мартенситной структуры в процессе сварки, характеризующейся высокой твердостью и хрупкостью.

Заключение ООО «Научно-производственный центр «Самара»

Согласно полученным результатам исследования предоставленных фрагментов аварийного сварного соединения нефтегазопровода Ø273х8 мм на участке от куста №9 до узла пуска очистных устройств Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения определено следующее:

- химический состав и механические свойства металла свариваемых труб соответствуют требованиям ТУ 1317-006.1-593377520-2003 и данным сертификатов качества. Твердость металла сварного шва неоднородна по сечению и превышает твердость основного металла трубы более чем в 2,5 раза;

- нарушение герметичности установленной втулки защиты сварного шва, наличие дефектов защитного покрытия на внутренней и наружной поверхности втулки свидетельствуют о несоблюдении технологии проведения монтажных работ;
- разрушение металла сварного шва произошло в результате возникновения высоких внутренних напряжений, обусловленных локальным легированием металла сварного шва (при расплавлении внутреннего металлизационного покрытия) с образованием мартенситной структуры.

Рекомендации ООО «Научно-производственный центр «Самара»

Для исключения возникновения отказов трубопроводов по рассмотренной причине необходима разработка технологии сварки, исключая возникновение неоднородности по структуре и механическим свойствам металла шва, либо отказ от применения технологии защиты сварного стыка при помощи металлизационного покрытия.

По результатам исследования в условиях экспертной лаборатории ООО «Научно-производственный центр «Самара» обратного клапана поворотного выдано заключение № 208 «Определение причин повреждения обратного клапана поворотного КО 250.40.0341 Ø250 мм, установленного на нефтегазопроводе от площадки куста №9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС, ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», утвержденное управляющим ООО «Научно-производственный центр «Самара» Максимчук А.В. 09.12.2020, согласно которому сделаны выводы и заключение:

Выводы ООО «Научно-производственный центр «Самара»

1. Визуальный осмотр обратного клапана поворотного установил, что на внутренней поверхности кромке корпуса обнаружено повреждение металла, представляющее собой замятие размером 6x5 мм со следами истирания. Аналогичное повреждение установлено на поверхности торца закрывающейся крышки, длина повреждения составляет 10 мм. Вблизи области повреждения

обнаружены более мелкие повреждения, представленные в виде сколов металла и забоин.

2. По химическому составу металл корпуса клапана и тарельчатого затвора соответствует стали марки 10X17H13M2T по ГОСТ 5632-72 и данным паспорта изготовителя №КО 3742-006 ПС (заводской номер №00577, дата изготовления 09.10.2018г., завод-изготовитель ЗАО «Саратовский арматурный завод» адрес местонахождения: 410017, Саратовская область, город Саратов, Шелковичная улица, 37/45 а);

3. Механические свойства металла корпуса при одноосном растяжении находятся на высоком уровне. По результатам измерений твердости тарельчатого затвора и корпуса клапана, наличие локальных неоднородностей механических свойств по сечению образца не выявлено.

4. Анализ макроструктуры не выявил структурных неоднородностей, металлургических, производственных и прочих дефектов, способных привести к подобному повреждению объекта исследования.

5. Загрязненность металла корпуса клапана неметаллическими включениями характеризуется как средняя. Металла тарельчатого затвора характеризуется низкой степенью загрязнения неметаллическими включениями.

6. Металл клапана поворотного и тарельчатого затвора представлен аустенитно-ферритной структурой. Размер аустенитного зерна составляет 6 балл и 7 балл по ГОСТ 5639-82, соответственно.

7. Основной причиной выхода из строя обратного клапана поворотного послужило внешнее механическое воздействие от попадания твердой частицы в область контакта тарельчатого затвора с корпусом клапана.

Заключение ООО «Научно-производственный центр «Самара»

Согласно проведенным испытаниям по определению причины повреждения обратного клапана поворотного КО 250.40.0341 Ø250 мм, установленного на нефтегазопроводе от площадки куста №9 до узла пуска

очистных устройств на временной ДНС, ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» определено следующее:

- по химическому составу металла тарельчатого затвора и корпуса клапана соответствует данным паспорта изготовителя КО 3742-006 ПС;
- причиной повреждения клапана поворотного КО 250.40.0341 является внешнее механическое воздействие от попадания твёрдой частицы.

Предварительные выводы технической комиссии, сделанные по результатам рассмотрения заключения № 199/20

Исполнительная документация, рассмотренная в ходе работы технической комиссии, сертификаты и паспорта на применяемые материалы, а также выводы, заключение и рекомендации ООО «Научно-производственный центр «Самара» свидетельствуют о применении в процессе строительства нефтегазопровода трубной продукции марки стали 20А ТУ1317-006.1593377520-2003, что не соответствует характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ ТУ 14-157-54-97, предусмотренной решениями проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9».

Также решениями проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» не предусмотрена защита внутренней поверхности сварного шва путем расплава металлизированного покрытия при сварке деталей трубопровода и дальнейшем легировании поверхности корневого шва. В качестве защиты внутренней части сварных стыков от коррозии проектной документацией предусмотрено применение втулок CPS-273-8 по ТУ 1390-001-09308923-2014.

Дополнительно проработанные технической комиссией версии и материалы:

В ходе своей работы технической комиссией рассмотрена вероятность разрушения сварного шва в месте разгерметизации нефтегазопровода, причиной

которой могли послужить геологические условия района строительства, а именно характеристики почвенного покрова в месте прокладки и разгерметизации нефтегазопровода, а также вероятность возникновения движения грунтов. На основании предоставленной справки от ООО «СЗИ» получены следующие сведения:

Характер почвы:

Согласно отчета 27-01-НИПИ/2017-ИГИ и профиля. Болота на переходе через р. Лая в месте проектируемого нефтепровода отсутствуют. Отложения в месте перехода представлены песком пылеватым. По данным исследований территория изысканий находится вне зоны развития многолетнемерзлых пород. Грунты талые, сезоннопромерзающие. Глубина сезонного промерзания, согласно СП 50-101-2004 «Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений», для песков мелких и супесей – 2,49 м. Границы нормативной глубины промерзания грунтов представлены на инженерно-геологических разрезах и продольных профилях (27-01-НИПИ/2017-ИГИ-Г.4, 27-01-НИПИ/2017-ИГИ-Г.6 – 27-01-НИПИ/2017-ИГИ-Г.8). Речная эрозия в пределах участка изысканий наблюдается в районе реки Лая и ручья Пыжшор и относится преимущественно к донному типу. Во время весеннего половодья при повышении уровня воды и скорости потоков **возможно развитие боковой эрозии** с подработкой берегов. На р. Лая наблюдается тип руслового процесса – ограниченное меандрирование. Тип ограниченного меандрирования характерен для рек, текущих в узких долинах. При небольших скоростях сползания побочней эти русловые формы закрепляются растительностью, которая задерживает взвешенные в паводочном потоке наносы, превращая побочни в пойменные массивы. Русло имеет вид пологих излучин, развитие которых ограничено бортами долины; **в паводок пойменные массивы размываются с верховой и наращиваются с низовой стороны, а пологие меандры сползают вниз по течению с сохранением своих очертаний и размеров.** Пойменные массивы, как единая макроформа с руслом, смещаются вместе с излучинами.

Наибольшие глубины расположены у размываемого берега пойменного массива. Каждая излучина ограничена двумя перекатами, наращиваемыми в паводок и размываемыми в межень. **С течением времени русло и пойменный массив в данном створе могут находиться поочередно у обоих берегов долины.**

Также технической комиссией рассмотрены два варианта развития аварийной ситуации:

вариант 1: при возможной эксплуатации нефтегазопровода с параметрами рабочего давления в условиях транспортирования нефтесодержащей жидкости от куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения;

вариант: 2: повреждение обратного клапана и частичном заполнении полости нефтегазопровода нефтесодержащей жидкостью от куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. По результатам рассмотрения приведены следующие аналитические сведения:

Аналитическая записка

«Нефтегазопровод от площадки куста скважин №9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС»

Предназначен для транспорта скважинной жидкости с кустовой площадки № 9 до существующей системы нефтесбора В. Ламбейшорского н.м., Ду-273х8 протяженностью 6038 м., в эксплуатацию не введен.

Для установления фактических причин разгерметизации трубопровода и разлива НСЖ рассмотрим несколько вариантов возможных развития событий:

Вариант 1

1. В эксплуатации следующие скважины:

Месторождение	№ куста	№ скв.	*Расчетный дебит жидк., т/сут	*Расчетная обводненность, % (весовая)	*Расчетный дебит нефти, т/сут
Восточно-Ламбейшорское	9	68	207	8,2	190
Восточно-Ламбейшорское	9	9	150	13,2	130

* данные приняты согласно формы 7.2

2. Трубопровод в эксплуатации;

3. Радужная пленка на р. Лая была выявлена на расстоянии 53,4 км от места разгерметизации. Скорость течения р. Лая ~5 км/ч. Соответственно время разлива составило 11 часов.

Расчет излившейся нефти:

время, час	Площадь, м2	P1	P0	ΔP	Плотность, кг/м3	Q, м3	Обводненность, %	объем излившейся нефти	масса нефти
27	0,051848465	1864380	100000	1764380	822	1386,841	10,4	1242,6	1021,4

*27 час = время обнаружения отказа – время обнаружения радужной пленки + время распространения радужной пленки по р. Лая

$$Q = \mu \cdot S_{отв} \sqrt{(2 \cdot \Delta P / \rho)}$$

Q = расход жидкости, м3/с

μ - динамическая вязкость жидкости, согласно технологическому регламенту при истечении маловязких жидкостей через сечение в расчётах принимается усреднённым и равным

ΔP - перепад давлений,

P₁ - давление в нефтепроводе

P₀ - давление среды (атмосферное)

$$\Delta P = P_1 - P_0 =$$

S_{отв} - площадь сечения отверстия, м2,

P₀ - плотность жидкости, согласно технологического регламента, кг/м3

$$V = t_{п} \cdot Q$$

где, V - объем излившейся жидкости через отверстие в трубопроводе;

t_п - время утечки, условно принято часам минутам

Согласно проведенного расчета объем излившейся нефти составляет 1242,6 м3.

Данный объем не соответствует фактически излившемуся объему НСЖ, установленный по результату ликвидации последствий инцидента (Акт от 30.09.2020, утвержденный Н.З. Такаевым), который составляет 3,8 м3

Вариант 2

1. Скважины куста № 9 не эксплуатируются, находятся в ожидании освоения;
2. Трубопровод в эксплуатацию не запущен;
3. Радужная пленка на р. Лая была выявлена на расстоянии 53,4 км от места разгерметизации. Скорость течения р. Лая ~5 км/ч. Соответственно время разлива составило 11 часов.
4. 29 августа 2020 года выполнено подключение НСК «от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС» по проектной схеме к действующему НСК от куста № 1 В. Ламбейшорского н.м.

Заполнение трубопровода НСЖ произошло из-за перетока жидкости по причине не герметичности обратного клапана Ду-250х40 установленного в точке врезки на кусту № 1.

5. Расчет заполнения трубопровода НСЖ в период 29.08.2020 – 26.09.2020:

время, час	Площадь, м2	P1	P0	ΔP	Плотность, кг/м3	Q, м3	Обводненность, %	объем излившейся нефти	масса нефти
672	0,000354477	1823850	100000	1723850	822	233,258	20	186,6	153,3

$$Q = \mu \cdot S_{отв} \sqrt{(2 \cdot \Delta P / \rho)}$$

Q = расход жидкости, м3/с

μ - динамическая вязкость жидкости, согласно технологическому регламенту при истечении маловязких жидкостей через сечение в расчётах принимается усреднённым и равным

ΔP - перепад давлений,

P_1 - давление в нефтепроводе

P_0 - давление среды (атмосферное)

$$\Delta P = P_1 - P_0 =$$

$S_{отв}$ - площадь сечения отверстия, м2,

ρ - плотность жидкости, согласно технологического регламента, кг/м3

$$V = t_{п} \cdot Q$$

где, V - объем излившейся жидкости через отверстие в трубопроводе;

$t_{п}$ - время утечки, условно принято часам минутам

С учетом рельефа местности заполнение трубопровода произошло от куста № 1 в сторону куста № 9 на расстояние 3338 м, объем НСЖ составил 173,1 м3.

Согласно проведенного расчета объем излившейся нефти составляет 13,5 м3.

Данный объем не соответствует фактически излившемуся объему НСЖ, установленный по результату ликвидации последствий инцидента (Акт от 30.09.2020, утвержденный Н.З. Такаевым), который составляет 3,8 м3

Вывод:

Исходя из результатов выполненных расчетов двух вариантов развития событий следует, что аварийная ситуация развивалась по варианту 2, о чем свидетельствуют фактические значения излившейся жидкости. Следовательно вариант № 2 принимается, как основная причина разлива НСЖ.

Нарушения законодательства о градостроительной деятельности, допущенные на объекте капитального строительства, а также нарушения требований в области промышленной безопасности, допущенные при эксплуатации технологических трубопроводов

При выяснении обстоятельств аварийной ситуации, технической комиссией проведено изучение проектной, исполнительной документации, результатов представленных отчетов экспертиз и установлены факты нарушения требований, законодательства о градостроительной деятельности, в соответствии с которым лицо, осуществляющее строительство, обязано осуществлять строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объекта капитального строительства в соответствии с заданием на проектирование, проектной документацией и (или) информационной моделью, требованиями к строительству, реконструкции объекта капитального строительства, установленными на дату выдачи представленного для получения разрешения на строительство градостроительного плана земельного участка, разрешенным использованием земельного участка, ограничениями, установленными в соответствии с земельным и иным законодательством Российской Федерации, требованиями технических регламентов и при этом обеспечивать безопасность работ для третьих лиц и окружающей среды, выполнение требований безопасности труда, сохранности объектов культурного наследия, а именно:

1. На участке трассы ПК 0+00 – ПК 15+00 при монтаже нефтегазопровода применена трубная продукция марки стали 20А (ТУ1317-006.1593377520-2003) труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, стойкая к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, класс прочности К-48, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-003-52534308-2013 и с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°C по ТУ 1390-007-52534308-2015, ТУ 1390-003-

52534308-2013 (наружная изоляция)), что не соответствует проектным характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ (ТУ 14-157-54-97 - труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности К-48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», книга 3. Решения по нефтепроводам». Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ИОС7.3, том 5.7.3, лист 24).

2. На участке трассы ПК 0+00 – ПК 15+00 при монтаже нефтегазопровода со стороны ООО «Югорская строительная компания» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при монтаже нефтегазопровода использована трубная продукция, которая не соответствует решениям проекта. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7.

Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

3. На участке трассы нефтегазопровода ПК 0+00 – ПК 26+40 проведены испытания на прочность и герметичность пневматическим способом (решениями проектной документации предусмотрен гидравлический способ проведения испытания нефтегазопровода), также при выполнении испытания нефтегазопровода не учтено условие о выполнении работ по испытанию этапами (участками), что свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 55-59).

4. На участке трассы нефтегазопровода ПК 0+00 – ПК 26+40 при проведении испытания на прочность и герметичность со стороны ООО «Югорская строительная компания» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при проведении испытания нефтегазопровода на прочность и герметичность допущены отклонения по способу проведения испытания, а также не учтено условие о выполнении работ по испытанию этапами (участками). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

5. На участке трассы ПК 15+00 – ПК 22+46 при монтаже нефтегазопровода применена трубная продукция марки стали 20А (ТУ1317-006.1593377520-2003

труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, стойкая к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, класс прочности К-48, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-003-52534308-2013 и с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°C по ТУ 1390-007-52534308-2015, ТУ 1390-003-52534308-2013 (наружная изоляция)), что не соответствует проектным характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ (ТУ 14-157-54-97 - труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности К-48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», книга 3. Решения по нефтепроводам». Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ИОС7.3, том 5.7.3, лист 24).

6. На участке трассы ПК 15+00 – ПК 22+46 при монтаже нефтегазопровода со стороны ООО «Югорская строительная компания» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при монтаже нефтегазопровода использована трубная продукция, которая не соответствует решениям проекта. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

7. При монтаже нефтегазопровода ПК 22 – ПК 26 (плеть дюкерного перехода L=355, 5 м) применена трубная продукция марки стали 20А (ТУ1317-006.1593377520-2003 труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, стойкая к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, класс прочности К-48, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-003-52534308-2013 и с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°С по ТУ 1390-007-52534308-2015, ТУ 1390-003-52534308-2013 (наружная изоляция)), что не соответствует проектным характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ (ТУ 14-157-54-97 - труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности К-48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию

перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», книга 3. Решения по нефтепроводам». Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ИОС7.3, том 5.7.3, лист 24).

8. На участке трассы ПК 22 – ПК 26 (плеть дюкерного перехода L=355, 5 м) при монтаже нефтегазопровода со стороны ООО «Югорская строительная компания» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при монтаже нефтегазопровода использована трубная продукция, которая не соответствует решениям проекта. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

9. На участке трассы ПК 26+40 – ПК 39+80 при монтаже нефтегазопровода применена трубная продукция марки стали 20А (ТУ1317-006.1593377520-2003 труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, стойкая к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, класс

прочности К-48, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-003-52534308-2013 и с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°C по ТУ 1390-007-52534308-2015, ТУ 1390-003-52534308-2013 (наружная изоляция)) и марки стали 09Г2С ТУ 1318-012-00154341-02, ТУ 1390-003-52534308-2013, что не соответствует проектным характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ (ТУ 14-157-54-97 - труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности К-48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», книга 3. Решения по нефтепроводам». Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ИОС7.3, том 5.7.3, лист 24).

10. На участке трассы ПК 26+40 – ПК 39+80 при монтаже нефтегазопровода со стороны ООО «Югорская строительная компания» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при монтаже нефтегазопровода

использована трубная продукция, которая не соответствует решениям проекта. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

11. На участке трассы ПК 39+80 – ПК 48+30 при монтаже нефтегазопровода применена трубная продукция марки стали 20А (ТУ1317-006.1593377520-2003 труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, стойкая к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, класс прочности К-48, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-003-52534308-2013 и с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°C по ТУ 1390-007-52534308-2015, ТУ 1390-003-52534308-2013 (наружная изоляция)), что не соответствует проектным характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ (ТУ 14-157-54-97 - труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности К-48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C). Данный факт свидетельствует о

нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», книга 3. Решения по нефтепроводам». Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ИОС7.3, том 5.7.3, лист 24).

12. На участке трассы ПК 39+80 – ПК 48+30 при монтаже нефтегазопровода со стороны ООО «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при монтаже нефтегазопровода использована трубная продукция, которая не соответствует решениям проекта. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

13. На участке трассы нефтегазопровода ПК 39+80 – ПК 60+38 проведены испытания на прочность и герметичность пневматическим способом (решениями проектной документации предусмотрен гидравлический способ проведения испытания нефтегазопровода), также при выполнении испытания нефтегазопровода не учтено условие о выполнении работ по испытанию этапами (участками), что свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного

месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 55-59).

14. На участке трассы нефтегазопровода ПК 39+80 – ПК 60+38 при проведении испытания на прочность и герметичность со стороны ООО «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при проведении испытания нефтегазопровода на прочность и герметичность допущены отклонения по способу проведения испытания, а также не учтено условие о выполнении работ по испытанию этапами (участками). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

15. На участке трассы ПК 48+30 – ПК 60+38 при монтаже нефтегазопровода применена трубная продукция марки стали 20А (ТУ1317-006.1593377520-2003 труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, стойкая к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, класс прочности К-48, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1390-003-52534308-2013 и с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (направляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°C по ТУ 1390-007-52534308-2015, ТУ 1390-003-52534308-2013 (наружная изоляция)), что не соответствует проектным характеристикам трубной продукции марки стали 20ЮЧ (ТУ 14-157-54-97 -

труба стальная бесшовная горячедеформированная, нефтегазопроводная, стойкая к сульфатному коррозионному растрескиванию под напряжением, класса прочности К-48-50, с заводским наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе полипропилена усиленного типа по ТУ 1390-007-32256008-05 и с внутренним заводским силикатно-эмалевым покрытием, стойким к агрессивному коррозионному воздействию перекачиваемого продукта (в том числе с повышенным содержанием сероводорода) по ТУ 1396-002-17213088-06 с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 350°C). Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», книга 3. Решения по нефтепроводам». Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ИОС7.3, том 5.7.3, лист 24).

16. На участке трассы ПК 48+30 – ПК 60+38 при монтаже нефтегазопровода со стороны ООО «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» должным образом не осуществлён строительный контроль, так как при монтаже нефтегазопровода использована трубная продукция, которая не соответствует решениям проекта. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных в части 6 статьи 52, в части 1 статьи 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 76-81).

17. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по разработке траншеи под укладку нефтегазопровода ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

18. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по монтажу нефтегазопровода ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

19. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по очистке обеспыливанию и обезжириванию сварных соединений (128 стыков) нефтегазопровода ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

20. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по нанесению эпоксидного праймера на сварные соединения (128 стыков) нефтегазопровода ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований,

установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

21. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по монтажу термоусаживающей манжеты ТИАЛ-М на поверхность стыка (128 стыков) нефтегазопровода ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

22. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по укладке нефтегазопровода в траншею ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

23. Представителем застройщика не освидетельствованы скрытые работы по обратной засыпке траншеи нефтегазопровода ПК 48+30 – ПК 60+38, что является нарушением требований, установленных в части 6 статьи 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ), проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение

кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста №9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС.Т, том 6, лист 34-36).

Также в ходе работы технической комиссии установлены факты нарушения требований в области промышленной безопасности, а именно:

24. Не произведен пуск в эксплуатацию вновь смонтированного нефтегазопровода в точке подключения к действующей системе нефтесбора куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. При положительных результатах приемо-сдаточных испытаний результаты приемо-сдаточных испытаний не оформлены актом эксплуатирующей организации. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных пунктом 52 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года № 101.

25. Не обеспечено выполнение условий при эксплуатации нефтегазопровода от куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, а именно: система сбора нефти и газа должна быть закрытой, а устья нагнетательных, наблюдательных и добывающих скважин – герметичными. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных пунктом 552 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года № 101.

26. В точке подключения нефтегазопровода от куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения к действующей системе нефтесбора куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения на запорной арматуре, в том числе имеющей редуктор или запорный орган со скрытым движением штока, отсутствуют указатели, показывающие направление

их вращения: «Открыто», «Закрыто». Запорная арматура не пронумерована в соответствии с технологической схемой. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных пунктом 74 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30 ноября 2017 года № 515.

27. В точке подключения нефтегазопровода от куста скважин № 9 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения к действующей системе нефтесбора куста скважин № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения обслуживающим персоналом не соблюдены условия, что открытие и закрытие забортной арматуры разрешается по распоряжению ответственного лица с фиксацией в журнале осмотров или вахтенном журнале. Данный факт свидетельствует о нарушении требований, установленных пунктом 76 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30 ноября 2017 года № 515.

Сведения о юридических лицах, ответственных за допущенные нарушения законодательства о градостроительной деятельности

В соответствии подпунктом 16 статьи 1 Градостроительного кодекса Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 г. № 190 – ФЗ) застройщик - физическое или юридическое лицо, обеспечивающее на принадлежащем ему земельном участке или на земельном участке иного правообладателя строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства, а также выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации для их строительства, реконструкции, капитального ремонта.

Таким образом Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» (застройщиком объекта капитального строительства) допущены нарушения (пункты нарушений 1, 5, 7, 9, 11, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 настоящего заключения), связанные с поставкой для нужд строительства и применением материалов, непредусмотренных проектной документацией.

Обязательства по выполнению работ и услуг по строительству объекта капитального строительства выполняются Обществом с ограниченной ответственностью «Югорская строительная компания» в рамках договора строительного подряда от 13.04.2018 № 18Y1001 (далее – договор подряда) с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (застройщик (заказчик)).

В соответствии с разделом 6 «Обязанности подрядчика» договора подряда ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (застройщик (заказчик)) возлагает, а ООО «Югорская строительная компания» принимает на себя обязательство обеспечить:

- выполнение всех работ, являющихся предметом договора, в соответствии с проектной документацией, строительными нормами и правилами, графиком производства работ, а также требованиями действующего законодательства Российской Федерации. Любые отклонения от проектно-сметной документации, в том числе не влияющие на технологию и качество объекта, подрядчик обязан согласовать с заказчиком (пункт 6.1. договора подряда);
- в ходе выполнения работ использование только качественных и сертифицированных материалов (пункт 6.25. договора подряда);
- вправе не выполнять указания заказчика, если это может привести к нарушению обязательных для сторон требований к охране окружающей среды и безопасности выполнения работ (пункт 6.26. договора подряда);
- подрядчик обязан незамедлительно извещать заказчика и до получения от него указаний приостановить работы при обнаружении:
 - непригодности или недоброкачества приобретенных у заказчика либо по его указанию материалов и оборудования;

- непригодности или недоброкачества полученной от заказчика технической документации;
- возможности неблагоприятных для заказчика последствий выполнения его указаний о способе исполнения работы;
- иных, не зависящих от подрядчика обстоятельств, угрожающих пригодности или прочности результатов выполняемой работы, либо создавших невозможность ее завершения в срок;
- возможного возникновения чрезвычайной ситуации или аварии на объекте строительства в соответствие с требованиями действующих нормативно-правовых актов Российской Федерации (пункт 6.41. договора подряда).

Из-за отсутствия должным образом организации строительного процесса, организации и проведения строительного контроля, а также входного контроля материалов при монтаже нефтегазопровода со стороны лица осуществляемого строительство объекта капитального строительства ООО «Югорская строительная компания» допущены нарушения (пункты нарушений 2, 3, 4, 6, 8, 10, 13 настоящего заключения), связанные с использованием трубной продукции, которая не соответствует решениям проекта, а также с несоблюдением условий проведения испытания нефтегазопровода, предусмотренных проектной документацией.

Обязательства по оказанию услуг по осуществлению строительного контроля за качеством строительства объекта капитального строительства выполняются Обществом с ограниченной ответственностью «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» в рамках договора от 27.06.2019 № 19У1705 (далее – договор оказания услуг по осуществлению строительного контроля) с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (застройщик (заказчик)).

В соответствии с разделом 5 «Обязательства исполнителя» договора оказания услуг по осуществлению строительного контроля ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (застройщик (заказчик)) возлагает, а ООО «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» принимает на себя обязательство обеспечить:

- оказание услуг по осуществлению строительного контроля в отношении объектов капитального строительства застройщика (заказчика) (пункт 5.1. договора оказания услуг по осуществлению строительного контроля);
- проверку правильности применяемых строительных материалов и изделий в соответствии с проектом и наличие документов, подтверждающих их качество (пункт 5.14.2.1 договора оказания услуг по осуществлению строительного контроля);
- документированное подтверждение выполнения требований по входному контролю, операционному контролю, по проведению необходимых испытаний (пункт 5.14.2.2 договора оказания услуг по осуществлению строительного контроля).

Из-за отсутствия должным образом организации строительного контроля при монтаже нефтегазопровода со стороны лица осуществляемого строительный контроль на объекте капитального строительства ООО «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» допущены нарушения (пункты нарушений 12, 14, 16 настоящего заключения), связанные с использованием трубной продукции, которая не соответствует решениям проекта.

Эксплуатирующей организацией системы нефтесбора Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения является ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которое обязано при эксплуатации опасных производственных объектов соблюдать требования федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

Таким образом, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совершены нарушения (пункты нарушений 24, 25, 26, 27 настоящего заключения), связанные с нарушением федеральных норм и правил в области промышленной безопасности в процессе эксплуатации технологических трубопроводов системы нефтесбора Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Сведения о должностных лицах, ответственных за допущенные нарушения законодательства о градостроительной деятельности

Должностным лицом – заместителем директора по капитальному строительству ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Шарпило Сергеем Анатольевичем, допущены нарушения (пункты нарушений 1, 5, 7, 9, 11, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 настоящего заключения), который в соответствии с пунктом 2.8 должностной инструкции, должен контролировать деятельность должностных лиц подрядных организаций по вопросам:

- обеспечения контроля за качеством строительства в соответствии с действующими строительными нормами и правилами;
- организации работы по техническому надзору за ходом строительства объектов с целью обеспечения соответствия проектам, действующим нормативно-техническим требованиям;

в соответствии с 2.21 должностной инструкции совместно с цеховыми подразделениями организовывать и осуществлять технический надзор и контроль за соответствием строительно-монтажных работ, осуществляемых на территории предприятия, строительным нормам и правилам, техническим условиям, требованиям промышленной эксплуатации.

Директором Филиала Общества с ограниченной ответственностью «Югорская строительная компания» Шубиным Александром Александровичем из-за отсутствия должным образом организации строительного процесса и строительного контроля при строительстве объекта капитального строительства совершены нарушения (пункты нарушений 2, 3, 4, 6, 8, 10, 13 настоящего заключения). Директор Филиала Общества с ограниченной ответственностью «Югорская строительная компания» Шубин Александр Александрович в соответствии с пунктами 1.1, 1.2, 1.23, 1.24 раздела III «Должностные обязанности» должностной инструкции, должен:

- осуществлять руководство производственно-хозяйственной деятельностью комплекса;

- обеспечивать выполнение строительно-монтажных работ высокого качества;
- обеспечивать технический надзор и контроль за сроками и качеством выполнения всех строительно-монтажных работ и других строительных работ;
- обеспечивать технический надзор и контроль за соответствием строительно-монтажных работ утвержденной проектно-сметной документации, строительным нормам и правилам.

Заместителем руководителя Проекта Общества с ограниченной ответственностью «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» Литвиновым Игорем Владимировичем из-за отсутствия должным образом организации осуществления строительного контроля при строительстве объекта капитального строительства допущены нарушения (пункты нарушений 12, 14, 16 настоящего заключения). Заместитель руководителя Проекта Общества с ограниченной ответственностью «Техническая-Диагностика Экспертиза Контроль» Литвинов Игорь Владимирович в соответствии с пунктами 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.8 раздела 2 «Должностные обязанности» должностной инструкции, должен:

- знать проект, руководящие документы по строительству;
- в рамках своих полномочий, обеспечивать исполнение требований Градостроительного Кодекса Российской Федерации;
- контролировать соблюдение проектных решений, строительных норм и правил, а также других нормативных актов при производстве строительно-монтажных работ и оформлении производственной технологической документации;
- при необходимости изменения проекта или замены материалов и конструкций докладывать соответствующие предложения своему руководству.
- постоянно проверять ход и качество СМР, качество строительных материалов.

Должностным лицом – главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-

Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Косаком Алексеем Владимировичем, допущены нарушения (пункты нарушений 24, 25, 26, 27 настоящего заключения), который в соответствии с разделом 2 «Должностные обязанности, в том числе управляемых (зависимых) обществ» должностной инструкцией главного инженера, утвержденной 22.04.2013 директором ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» Р.П. Пивоваром, обязан:

- осуществлять надзор за промышленной и пожарной безопасностью, охраной труда и окружающей среды (пункт 2.2. должностной инструкции);
- организовать и курировать работы по подготовке технической документации на обустройство месторождений (пункт 2.5. должностной инструкции);
- организовать контроль за приемом в эксплуатацию нефтепромысловых объектов и трубопроводом различного назначения (пункт 2.9. должностной инструкции);
- выполнять требования норм и правил по промышленной безопасности (пункт 2.28. должностной инструкции).

Раздел 4. **Выводы:**

На основании допущенных нарушений технической комиссией сделаны следующие выводы:

1. Причиной разгерметизации нефтегазопровода явились: нарушения требований законодательства о градостроительной деятельности, в том числе технических регламентов (строительных норм и правил), проектной документации при осуществлении строительства, а также требований промышленной безопасности.
2. Причинами, способствующими аварийной ситуации, явились: нарушения, допущенные при выполнении строительно-монтажных работ, недостаточный и ненадлежащий строительный контроль при строительстве объекта капитального строительства.

Сведения о причиненном ущербе

На момент завершения работы технической комиссии расчеты окончательного экономического ущерба от аварии не завершены.

Экономический ущерб от аварии на момент окончания расследования составляет **19 503 202,78 руб.** в том числе:

расходы на ликвидацию последствий разгерметизации на момент расследования – **19 482 143,95 руб.;**

прямые потери (потери нефти) – **21 058,83 руб.**

**Расчет размера вреда, причиненного водному объекту - реке Лая, бассейн р. Печора вследствие нарушения водного законодательства сбросом вредных загрязняющих веществ (нефти, нефтепродуктов) при разгерметизации нефтепровода Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (Усинский район Республики Коми) от 25.09.2020
(Расчет выполнен Межрегиональным управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Республике Коми и Ненецкому автономному округу)**

Расчет произведен в соответствии с «Методикой исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства», утвержденной приказом МПР РФ от 13 апреля 2009 года № 87, зарегистрированной в Минюсте РФ 25 мая 2009г. № 13989.

Информацией, подтверждающей факт нарушения водного законодательства в части загрязнения водного объекта нефтепродуктами, исходными данными для расчета ущерба являются:

1. Информация Главного Управления МЧС России по РК от 25.09.2020 с приложением.
2. Информационное донесение ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 26.09.2020.
3. Результаты аэровизуального обследования комиссии по предупреждению и ликвидации ЧС и ОПБ МОГО Усинск (акт от 26.09.2020).
4. Протокол осмотра принадлежащих юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю помещений, территорий и находящихся там вещей и документов от 29.09.2020 в рамках административного дела 05-38/2020.

5. Протокол отбора проб природной воды р. Лая от 29.09.2020.
6. Определение о возбуждении дела об административном правонарушении и проведении административного расследования № 54 от 28.09.2020 в отношении ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по ч.4 ст. 8.13 КоАП РФ.
7. Результаты количественного химического анализа (КХА) природных вод ЦЛАТИ по РК (протокол КХА №456-461 В-20С от 06.10.2020 с отбором проб от 29.10.2020.
8. Информация ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 02-04-02-32901а от 21.11.2020 об объеме попавшей в р. Лая нефтесодержащей жидкости (НСЖ), плотности и обводненности нефти;
9. Информация ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 02-04-02-29422 от 19.10.2020 о принятых мерах по ликвидации нефтеразлива нар.Лая;
10. Приказ Печорского управления Ростехнадзора от 26.09.2020 № ПР-250-481-0 о создании технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства при строительстве объекта «Обустройство Восточно-Ламбейшорского н/м»

При аэровизуальном обследовании комиссией по предупреждению и ликвидации ЧС и ОПБ МОГО Усинск от 26.09.2020 (акт осмотра от 26.09.2020) установлено, что от места отказа нефтепровода Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения в 50 м от берега р. Лая по рельефу местности произошло попадание НСЖ в водный объект. Установлены боновые заграждения. В границах бон выявлено наличие нефтяной пленки радужно-серебристого цвета. Имеет место попадание НСЖ в р. Лая в результате разгерметизации на дюкерном переходе нефтепровода от куста №9 до УЗ-1 «Восточный Ламбейшор».

Согласно п. 24 Методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства», утвержденной приказом МПР РФ от 13 апреля 2009 года № 87 масса нефти, нефтепродуктов и других вредных (загрязняющих) веществ, попавших в водный

объект, за исключением их сбросов в составе сточных вод и (или) загрязненных дренажных (в том числе шахтных, рудничных) вод, определяется по количеству нефти, нефтепродуктов и других вредных (загрязняющих) веществ, вылившихся в водный объект

Согласно информации, представленной ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 02-04-02- 32901а от 21.11.2020, объем попавшей в р. Лая нефтесодержащей жидкости (НСЖ) составляет 1,8 м³.

1. Масса нефти, нефтепродуктов, попавшей в водный объект р.Лая:

$$M_{\text{нп}} = V_{\text{нсж}} * K_{\text{об}} * P_{\text{н}} * 10^{-3}, \text{ где}$$

$M_{\text{нп}}$ — масса нефтепродуктов попавших в водный объект р.Лая;

$V_{\text{нсж}}$ — объем, попавшей нефтесодержащей жидкости (НСЖ) в р.Лая по информации ООО «ЛУКОЙЛ-Коми 1,8 м³ НСЖ;

$K_{\text{об}}$ — условное содержание нефти в НСЖ, содержание воды (обводненность) в НСЖ по информации ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составляет 15,7%, соответственно содержание нефти в НСЖ составляет 84,3% = 0,843;

$P_{\text{н}}$ — плотность нефти попавшей в водный объект, согласно информации ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составляет 825 кг/ м³;

10^{-3} — переводной коэффициент пересчета массы нефтепродуктов из килограмм в тонны,

$$M_{\text{нп}} = 1,8 * 0,843 * 825 * 10^{-3} = \mathbf{1,251855 \text{ т}}$$

2. Исчисление размера вреда, причиненного водному объекту р. Лая нефтепродуктами:

Исчисление размера вреда, причиненного водному объекту производится в случае загрязнения водных объектов аварийным поступлением нефтепродуктов, по формуле №2 (п.13 Методики):

$$У = K_{\text{вг}} * K_{\text{дл}} * K_{\text{в}} * K_{\text{ин}} * H_i, \text{ где}$$

У - размер вреда, млн. руб.;

$K_{\text{вг}}$ - коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года, определяется в соответствии с таблицей 1 приложения 1 Методики по приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87; принимается **1,05** - при половодьях и паводках августе-сентябре 2020 года на территории Республики Коми согласно справки филиала ФГБУ Северное

УГМС «Коми ЦГМС» № ОГ-21/123 от 03.12.2020

$K_{дл}$ - коэффициент, учитывающий длительность воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект при непринятии мер по его ликвидации, определяется в соответствии с таблицей 4 приложения 1 Методики по приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87. Данный коэффициент принимается равным **1,3** при времени принятия мер в течении 16 часов 30 мин по установке бон согласно акта аэровизуального обследования комиссии по предупреждению и ликвидации ЧС и ОПБ МОГО Усинск от 26.09.2020.

$K_{в}$ - коэффициент, учитывающий экологический фактор (состояние водных объектов), определяется в соответствии с таблицей 2 приложения 1 Методики по приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 года №87; равен **1,37** для бассейна реки Печора;

$K_{ин}$ - коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития, определяется в соответствии с п. 11.1 Методики по приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87 на 2020 год составит - **2,632** (согласно информации, размещенной на сайте Минэкономразвития России по годам: файл «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (дефляторы базовый)», письма замминистра Минэкономразвития России от 30.09.2020 №32028-ПК/Д03н) $K_{ин}$ как факт за 2019 - 1,068; оценка на 2020 год -1,062.

$Н_{и,,}$ - таксы для исчисления размера вреда от сброса загрязняющего вещества (нефтепродуктов) в водные объекты, определяется в соответствии с таблицей 8 приложения 1 Методики по приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 г. №87.

$M_{нп}$ - масса загрязняющего вещества (нефтепродуктов), - **1,251855 тн.**

Величина $N_{нп}$ при значении $M_{нп}$ более 0,10 тн. определяется по табл. 8 методики по приказу Минприроды России от 13 апреля 2009 года № 87 методом

интерполяции:

При $M_{\text{нп}}$ от 0,9 - 2 т $H_{\text{нп}}$ от 1,4 до 2,3 млн. руб.

При $M_{\text{нп}} = 1,251855$ тн. $H_{\text{нп}} - 1,6879$ млн. руб.

Размер вреда, причиненного водному объекту р. Лая в следствие нарушения водного законодательства загрязнением водного объекта поступлением нефтесодержащей жидкостью, составляет:

$У - 1,05 * 1,3 * 1,37 * 1,6879 * 2,632 = 8,3078$ млн.руб.

(восемь миллионов триста семь тысяч восемьсот рублей)

Мероприятия по устранению нарушений, допущенных в ходе строительства объекта капитального строительства, меры по недопущению аварийных ситуаций на объектах капитального строительства и эксплуатируемых опасных производственных объектах

№ п/п	Наименование выполняемых работ	Срок начала	Срок окончания	Ответственный исполнитель	Контроль исполнения	Примечания
1	Мероприятия по закупу материалов:					
1.1	Определение поставщиков трубной продукции и фасонных деталей, заключение договоров поставки	08.12.2020	31.01.2021	Начальник УМТО ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" С.А. Ерастова	Заместитель Генерального директора по общим вопросам ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" Н.Г.Кузмин	
1.2	Инспекционный контроль на заводе изготовителе трубной продукции и фасонных деталей	01.02.2021	30.04.2021	Начальник УМТО ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" С.А. Ерастова	Заместитель Генерального директора по общим вопросам ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" Н.Г.Кузмин	
1.3	Изготовление и поставка трубной продукции, и фасонных деталей	01.02.2021	10.05.2021	Начальник УМТО ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" С.А. Ерастова	Заместитель Генерального директора по общим вопросам ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" Н.Г.Кузмин	
2	Мероприятия по корректировке проектной документации.					
2.1.	Корректировка проектной документации (увеличение кол-ва скважин с 3-х до 6 и изменение НДС)	выполнено		Начальник ОЭПиС ТПП "ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз" Н.Ю. Тихонова	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
2.2.	Проведение общественных слушаний		23.12.2020	Начальник ОЭПиС ТПП "ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз" Н.Ю. Тихонова	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
2.3.	Оформление Протокола общественных слушаний	24.12.2020	24.01.2021	Начальник ОЭПиС ТПП "ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз" Н.Ю. Тихонова	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
2.4.	Прохождение экологической экспертизы	25.01.2021	25.05.2021	Начальник ОЭПиС ТПП "ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз" Н.Ю. Тихонова	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	

2.5.	Прохождение Главгосэкспертизы РФ	26.05.2021	26.08.2021	Начальник ОЭПиС ТПП "ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз" Н.Ю. Тихонова	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
3	Мероприятия по строительству трубопровода:					
3.1.	Строительство автозимника на куст №9 Восточно-Ламбейшорского н/м	11.01.2021	10.02.2021	Начальник УТО ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" И.А. Ермаков	Заместитель директора по общим вопросам ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" Д.В. Федоренко	
3.2.	Очистка внутренней полости нефтепровода от НСЖ	11.02.2021	21.02.2021	Начальник КЦДНГ-3 В.Н. Рыжков	Главный инженер ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" А.В. Косак	По отдельным Мероприятиям
3.3.	Обеспечить наличие техники, жилого городка, запаса ГСМ в районе куста № 9	15.03.2021	15.04.2021	ООО "ЮСК" Е.И. Остроух Начальник ОМТО ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" А.Н. Лукьяновский	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило Заместитель директора по общим вопросам ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" Д.В. Федоренко	Выполнение пункта перед прекращением действия зимних автодорог
3.4.	Входной контроль трубной продукции и фасонных элементов	11.05.2021	13.05.2021	Начальник ОМТО ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" А.Н. Лукьяновский Начальник ПООМиР ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" А.А. Кузьмин Начальник ОППДиТТ ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" И.И. Миндубаев	Заместитель директора по общим вопросам ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" Д.В. Федоренко Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило Главный инженер ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" А.В. Косак	
3.5.	Заключение договора с транспортным подрядчиком (вездеходная техника) на доставку трубной продукции в летний период	15.01.2021	30.03.2021	Начальник УТО ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" И.А. Ермаков	Заместитель директора по общим вопросам ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" Д.В. Федоренко	

3.6.	Доставка трубной продукции и фасонных элементов на объект	15.06.2021	30.07.2021	Начальник УТО ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" И.А. Ермаков	Заместитель директора по общим вопросам ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" Д.В. Федоренко	
3.7.	Демонтаж существующего трубопровода	30.07.2021	30.09.2021	ООО "ЮСК" Е.И. Остроух	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
3.8.	Комплекс работ по линейной части трубопровода протяженностью 2,7 км	30.07.2021	30.09.2021	ООО "ЮСК" Е.И. Остроух	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
3.9.	Монтаж крановых узлов (2 ед.)	30.07.2021	30.09.2021	ООО "ЮСК" Е.И. Остроух	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
3.10	СМР и ПНР системы автоматизации и телемеханики линейной части нефтепровода	30.07.2021	30.09.2021	Управляющий филиала ООО "ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ" А.А. Веревкин	Начальник ОИТиС ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" И.Н. Платонов	
3.11	Очистка внутренней полости и испытание на прочность и плотность трубопровода	30.09.2021	15.10.2021	ООО "ЮСК" Е.И. Остроух	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
3.12	Извещение Печорского управления Ростехнадзора о завершении строительства объекта	16.10.2021	17.10.2021	Начальник ПООМиР ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" А.А. Кузьмин	Заместитель директора по капитальному строительству ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" С.А. Шарпило	
4.	Меры по недопущению аварийных ситуаций на объектах капитального строительства и эксплуатируемых опасных производственных объектах					
4.1	Издать приказ по ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», определяющий меры по устранению причин и последствий аварии, а также по привлечению к	28.12.2020	15.01.2021	Заместитель начальника департамента - начальник управления правовой защиты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Е.В. Назарова	Заместитель генерального директора по правовым вопросам - начальник Департамента правового обеспечения ООО «ЛУКОЙЛ-	

	дисциплинарной ответственности ответственных лиц, допустивших нарушения требований промышленной безопасности				Коми» А.В. Линников	
4.2	Усилить контроль проведения приемо-сдаточных испытаний нефтепроводов в части строгого соблюдения мер, инструкций по проведению испытаний	Постоянно		Начальник ПООМ ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» Н.С. Беседа	Заместитель Генерального директора по капитальному строительству ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» А.Б. Ключев	
4.3	Провести внеочередную аттестацию в области промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности по области Б2.1, Б2.4 лиц, допустивших нарушения требований промышленной безопасности	28.12.2020	28.02.2021	Начальник управления ОТ,ПБ,ООСиКН ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» М.М. Прокопив	Первый заместитель генерального директора – Главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» И.В. Шарапов	
4.4	Провести внеплановые инструктажи по проведению приемо-сдаточных испытаний нефтепроводов лиц, участвующих в приемо-сдаточных испытаниях нефтепроводов	28.12.2020	28.02.2021	Начальник ПООМ ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» Н.С. Беседа	Заместитель Генерального директора по капитальному строительству ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» А.Б. Ключев	

- Приложение: 1. Извещение о возникновении аварийной ситуации при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» на 3 л. в 1 экз.
2. Акт осмотра объекта капитального строительства от 21.10.2020 № 25-03-15/Ус.17-74.1ТК, с приложением фотоматериалов на 9 л. в 1 экз.
3. Акт осмотра объекта капитального строительства от 23.10.2020 № 25-03-15/Ус.17-74.2ТК, с приложением фотоматериалов на 12 л. в 1 экз.
4. Акт обследования территории, составленный Администрацией МО ГО «Усинск» на 9 л. в 1 экз.
5. Акт отбора проб, протоколы отбора проб природной (поверхностной) воды, составленные Специализированной инспекцией аналитического контроля (СИАК) КОГБУ «Кировский обласной центр охраны окружающей среды и природопользования на 8 л. в 1 экз.
6. Приказ Печорского управления Ростехнадзора от 26.09.2020 № ПР-250-481-о об образовании технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности (приказ Печорского управления Ростехнадзора о внесении изменения в приказ от 26.09.2020 № ПР-250-481-о) на 6 л. в 1 экз.
7. Протокол внепланового заседания комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности МО ГО «Усинск» от 26.09.2020 на 4 л. в 1 экз.
8. Протокол заседания технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» от 07.10.2020 № 25-08-11 на 3 л. в 1 экз.

9. Протокол заседания технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» от 05.10.2020 № 25-08-12 на 3 л. в 1 экз.

10. Протокол заседания технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» от 16.10.2020 № 25-08-13 на 3 л. в 1 экз.

11. Протокол заседания технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» от 23.10.2020 № 25-08-14 на 3 л. в 1 экз.

12. Протокол заседания технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» от 27.11.2020 № 25-08-15 на 2 л. в 1 экз.

13. Протокол заседания технической комиссии по установлению причин нарушения законодательства о градостроительной деятельности при строительстве объекта капитального строительства «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение

кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» от 15.12.2020 № 25-08-16 на 3 л. в 1 экз.

14. Заключение экспертизы ООО «Научно-производственный центр «Самара» фрагмента нефтегазопровода № 199/20 от 16.11.2020 «Определения причин разрушения сварного соединения нефтегазопровода Ø273x8 мм на участке от куста № 9 до узла пуска очистных устройств Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения» на 66 л. в 1 экз.

15. Письмо ООО «Научно-производственный центр «Самара» от 17.11.2020 № 389/20 «О результатах исследования аварийного фрагмента сварного соединения нефтегазопровода» на 2 л. в 1 экз.

16. Фото аварийного фрагмента нефтегазопровода на 1 л. в 1 экз.

17. Заключение экспертизы ООО «Научно-производственный центр «Самара» обратного клапана поворотного выдано заключение № 208 от 09.12.2020 «Определение причин повреждения обратного клапана поворотного КО 250.40.0341 Ø250 мм, установленного на нефтегазопроводе от площадки куста №9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС, ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на 37 л. в 1 экз.

18. Письмо ООО «Научно-производственный центр «Самара» от 17.11.2020 № 422/20 «О результатах исследования обратного клапана поворотного КО 250.40.0341 Ду 250» на 1 л. в 1 экз.

19. Фото обратного клапана поворотного КО250.40.0341 Ду 250 на 1 л. в 1 экз.

20. Письмо Печорского управления Ростехнадзора от 16.12.2020 № 250-14365 «О предоставлении информации» в адрес завода изготовителя обратного клапана КО250.40.0341 Ду 250 ЗАО «Саратовский арматурный завод» на 2 л. в 1 экз.

21. Письмо ЗАО «Саратовский арматурный завод» «О предоставлении информации» от 18.12.2020 № 569 (ответ на письмо Печорского управления Ростехнадзора от 16.12.2020 № 250-14365) на 1 л. в 1 экз.

22. Письмо ЗАО «Саратовский арматурный завод» «О предоставлении информации» от 22.12.2020 № 577 (в дополнение к ответу на письмо Печорского управления Ростехнадзора от 16.12.2020 № 250-14365) на 1 л. в 1 экз.
23. Копия проекта организации строительства проектной документации «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1,3,4,5,7. Обустройство куста № 9» (раздел 6 «Проект организации строительства», Шифр проектной документации 27-01-НИПИ/2015-1-ПОС, том 6) на 121 л. в 1 экз.
24. Копия инструкции по очистке полости и испытанию нефтегазопровода на прочность и проверке его на герметичность, утвержденная директором филиала ООО «Югорская строительная компания» А.А. Шубиным на 17 л. в 1 экз.
25. Копия инструкции по очистке полости и испытанию перехода нефтегазопровода через водную преграду ПК 21+80 – ПК 26+80 на прочность и проверке его на герметичность, утвержденная главным инженером филиала ООО «Югорская строительная компания» Р.И. Пятикопом на 9 л. в 1 экз.
26. Копия проекта производства работ по строительству нефтегазопровода, утвержденный директором филиала ООО «Югорская строительная компания» А.А. Шубиным на 59 л. в 1 экз.
27. Исполнительной документации, копия общего и специальных журналов, паспортов на оборудование и сертификатов на материалы на 991 л. в 1 экз.
28. Расчет материального ущерба в результате аварийной ситуации по причине разгерметизации нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Ксинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имевшей место 26.09.2020 на 1 л. в 1 экз.
29. Расходы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на ликвидацию последствий по состоянию на 10.12.2020 на 1 л. в 1 экз.
30. Копия расчета размера вреда, причиненного водному объекту - реке Лая, бассейн р. Печора вследствие нарушения водного законодательства сбросом

вредных загрязняющих веществ (нефти, нефтепродуктов) при разгерметизации нефтепровода Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (Усинский район Республики Коми) от 25.09.2020 на 3 л. в 1 экз.

31. Расчет расхода потерянной жидкости при некатегоричном отказе нефтегазопровода за время, потраченное на ликвидацию отказа на 1 л. в 1 экз.

32. Справки, письменные объяснения:

32.1. Справка ООО «СЗИ» о характеристике грунтов на переходе через р. Лая согласно отета по инженерным изысканиям по объекту «Обустройство Восточно-Ламбейшорского нефтяного местоположения. 1 этап строительства. Расширение кустов №№ 1, 3, 4, 5, 7. Обустройство куста № 9» на 1 л. в 1 экз.

32.2. Служебная записка главного энергетика ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» М.А. Подболотова на 1 л. в 1 экз.

32.3. Сведения о наработке и учету количества НСЖ скважин куста № 1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения на 1 л. в 1 экз.

32.4. Пояснения по аварийной ситуации главного инженера ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» А.В. Косака на 2 л. в 1 экз.

32.5. Пояснения по аварийной ситуации заместителя начальника КЦДНГ-3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Е.П. Волкова на 1 л. в 1 экз.

32.6. Объяснительная заместителя начальника КЦДНГ-3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» А.И. Миндубаева на 1 л. в 1 экз.

32.7. Пояснения о причине и последствия нарушения законодательства о градостроительной деятельности на объекте капитального строительства, подписанные заместителем директора по капитальному строительству ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» С.А. Шарпило на 1 л. в 1 экз.

- 32.8. Аналитическая записка о возможных вариантах развития аварийной ситуации, подписанная главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» А.В. Косаком на 4 л. в 1 экз.
- 32.9. Письмо Печорского управления Ростехнадзора от 04.12.2020 № 250-13769 «О предоставлении пояснений» на 2 л. в 1 экз.
- 32.10. Письмо ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 08.12.2020 № 01-03-10121 на 1 л. в 1 экз.
33. Иные материалы в зависимости от характера нарушений законодательства о градостроительной деятельности и причиненного вреда.
- 33.1. Хронология развития событий аварийной ситуации, подписанная главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» А.В. Косаком на 2 л. в 1 экз.
- 33.2. Сведения о ходе проведения работ по локализации и ликвидации последствий утечки НСК от куста № 9 до УЗ-1 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, направляемых в ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ» на 29 л. в 1 экз.
- 33.3. Паспорт безопасности химической продукции «Абсорбент углеводородов и химикатов Spill-Sorb на основе торфяного сфагнового мха» на 7 л. в 1 экз.
- 33.4. Информационное письмо ООО «Центр Сертификации «ВЕЛЕС» от 12.07.2019 № В/170 на 7 л. в 1 экз.
- 33.5. Схема № 1 «Система нефтесбора Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения» на 1 л. в 1 экз.
- 33.6. Схема № 2 «Установка бонов» на 1 л. в 1 экз.
- 33.7. Схема № 3 «Нефтегазопровода от площадки куста скважин № 9 до узла пуска очистных устройств на временной ДНС» на 1 л. в 1 экз.
- 33.8. Договор от 13.04.2018 № 18У1001 «Выполнение работ по строительству объектов для ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2018 году» на 27 л. в 1 экз.

33.9. Договор от 27.06.2019 № 19У1705 «Оказание услуг по осуществлению строительного контроля за качеством строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в 2019-2021 гг.» на 27 л. в 1 экз.

33.10. Должностная инструкция главного инженера ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 22.04.2013 1 № 1-2 на 32 л. в 1 экз.

33.11. Должностная инструкция заместителя директора по капитальному строительству ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 22.04.2013 1 № 1-5 на 26 л. в 1 экз.

33.12. Должностная инструкция заместителя руководителя Проекта Строительного Контроля ООО «Т-ДЭК» от 19.08.2019 на 5 л. в 1 экз.

33.13. Должностная инструкция директора филиала ООО «Югорской строительной компании» на 5 л. в 1 экз.

33.14. Приказ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 10.03.2016 № 158 «О введении в действие плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 1 л. в 1 экз.

33.15. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 309 л. в 1 экз.

Подписи лиц, участвовавших в технической комиссии:

Заместитель руководителя Печорского
управления Ростехнадзора (председатель
технической комиссии)

(должность)

(подпись)

Баталов А.М.

(расшифровка подписи)

Начальник Межрегионального отдела
государственного строительного надзора
Печорского управления Ростехнадзора
(заместитель председатель технической
комиссии)

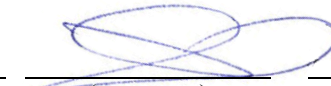
(должность)

(подпись)

Иванов Ю.И.

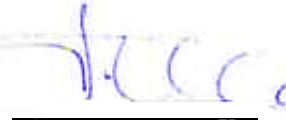
(расшифровка подписи)

И. о. начальника Ухтинского
территориального отдела Печорского
управления Ростехнадзора
(должность)


(подпись)

Филитов А.Н.
(расшифровка подписи)

Государственный инспектор Усинского
территориального отдела Печорского
управления Ростехнадзора
(должность)


(подпись)

Трусов И.Н.
(расшифровка подписи)

Ведущий специалист-эксперт отдела
государственного надзора в области
использования и охраны водных объектов
по Республике Коми Межрегионального
управления Федеральной службы по
надзору в сфере природопользования
(Росприроднадзора) по Республике Коми
и Ненецкому автономному округу
(должность)


(подпись)

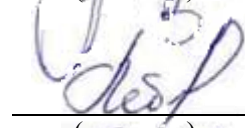
Боков И.А.
(расшифровка подписи)

Заместитель руководителя
администрации МО ГО «Усинск»
(должность)


(подпись)

Руденко В.Г.
(расшифровка подписи)

Начальник Усинского комитета по охране
окружающей среды
(должность)


(подпись)

Лебедева И.Н.
(расшифровка подписи)

Начальник МКУ «Управления по делам
ГО и ЧС городского округа «Усинск»
(должность)


(подпись)

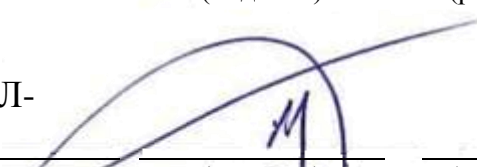
Богачев А.В.
(расшифровка подписи)

Заместитель генерального директора по
капитальному строительству
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
(должность)


(подпись)


Клюев А.Б.
(расшифровка подписи)

Директор ТПП «ЛУКОЙЛ-
Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-
Коми»
(должность)


(подпись)

Гайдуков В.В.
(расшифровка подписи)

Начальник отдела ОТ, ПБ и ПЧС
управления ОТ, ПБ, ООС и КН ООО
«ЛУКОЙЛ-Коми»
(должность)


(подпись)

Московкин В.В.
(расшифровка подписи)