



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

---

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и  
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН  
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяго-Уса»  
(участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

**Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН  
«Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»**

**28-02-2НИПИ/2021-ПБ**

**Том 8**



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной  
отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН  
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяго-Уса»  
(участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

**Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН  
«Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»**

**28-02-2НИПИ/2021-ПБ**

**Том 8**

|              |  |
|--------------|--|
| Взам. инв. № |  |
| Подп. и дата | Заместитель Генерального директора –<br>Главный инженер<br>О. С. Соболева<br>Главный инженер проекта<br>К. В. Худяев |
| Инв. № подл. |  |



## Содержание

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 1   | Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....   | 3  |
| 2   | Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта.....  | 8  |
| 2.1 | Система предотвращения пожара.....  | 9  |
| 2.2 | Система противопожарной защиты.....   | 10 |
| 3   | Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте.....  | 14 |
| 4   | Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта.....   | 15 |
| 5   | Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта.....  | 16 |
| 6   | Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта.....   | 17 |
| 7   | Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара.....  | 20 |
| 8   | Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности .....  | 23 |
| 9   | Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.....  | 26 |
| 10  | Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого |    |

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

| Изм.      | Кол.уч | Лист     | № док. | Подп. | Дата |
|-----------|--------|----------|--------|-------|------|
| Разраб.   |        | Матус    |        |       |      |
| Н. контр. |        | Салдаева |        |       |      |
| ГИП       |        | Худяев   |        |       |      |

Мероприятия по обеспечению  
пожарной безопасности.  
Текстовая часть

| Стадия                          | Лист | Листов |
|---------------------------------|------|--------|
| П                               | 1    | 47     |
| ООО «НИПИ нефти<br>и газа УГТУ» |      |        |

во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)..... 27

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем ..... 36

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств..... 37

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности) ..... 40

Библиография ..... 41

|              |              |        |      |        |       |             |                       |  |  |  |
|--------------|--------------|--------|------|--------|-------|-------------|-----------------------|--|--|--|
| Инв. № подл. | Подп. и дата |        |      |        |       | Взам. инв № |                       |  |  |  |
|              |              |        |      |        |       |             |                       |  |  |  |
|              | Изм.         | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |  |  |  |
|              |              |        |      |        |       | 2           |                       |  |  |  |

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)), утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» И.В. Шараповым.

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Первый этап строительства. Строительство дюкерного межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

| Наименование  | Назначение* | Диаметр и толщина стенки, мм | Протяженность, м | Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016 |                         | Рабочее давление, МПа |
|---|-------------|------------------------------|------------------|--|-------------------------|-----------------------|
|   |             |                              |                  | Класс  | Категория по назначению |                       |
| Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» | Н           | 325x10                       | 902              | III  | II                      | 4,0                   |

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 2.

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

|      |        |      |        |       |      |                       |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|      |        |      |        |       |      |                       | 3    |

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

| Наименование   | Назначение | Проектные мощности                   |                     |                                   |
|--|------------|--------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|
|  |            | Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут | Добыча нефти, т/сут | Закачка воды, м <sup>3</sup> /сут |
| Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» | Н          | 5000                                 | -                   | -                                 |

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтесборного коллектора до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

Схемы линейных объектов представлены в графической части тома **28-02-2НИПИ/2022-МПБ.ГЗ.**

В настоящем проекте предусматривается реконструкция высоконапорных водоводов и нефтепроводов. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтесборного коллектора до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

На первом этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность участков проектируемых трубопроводов:

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

На первом этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходе через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в русловой части с участками по 1000 м от границ ГГВ 10% обеспеченности после укладки давлением  $R_{исп.}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  в течении 12 часов;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- узлов линейной и запорной арматуры до крепления на опорах давлением  $1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$  МПа в течении 6 часов;
- узлов подключения, включая прилегающие участки по 15 м давлением  $1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$  МПа в течении 12 часов;

На втором этапе необходимо провести пневматическое испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением  $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4.4$  МПа в течение 12 часов.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб.}=4,0$  МПа и выдержки в течение 12 часов.

Кожух защитный до продавливания испытать гидравлическим способом на давление  $R_{раб} =4,0$  МПа в течении 12 часов.

Произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб}=4,0$  МПа продолжительностью не менее 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода силами подрядной организации, выполняющей СМР. После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки. Результаты испытаний оформляются актом.

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

|      |        |      |        |       |      |                       |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|      |        |      |        |       |      |                       | 5    |



Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода методом ГНБ. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтегазопровода проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести - 372 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности К52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка.

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтесборного коллектора реки Колва. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду500 для проектируемого трубопровода Ду300. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Для защитного футляра Ø530×10 мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром Ø530×10 мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-530.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

После монтажа и сварки кожуха Ø530×10 мм производится 100% визуально измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

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

|      |        |      |        |       |      |                       |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|      |        |      |        |       |      |                       | 6    |

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца (ОНК) ПМТД 325/530 Тип 2. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 ОНК на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

### Общие сведения

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

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

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

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

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

|      |        |      |        |       |      |              |              |               |                       |  |  |  |  |  |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|--------------|--------------|---------------|-----------------------|--|--|--|--|--|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инва. № подл. | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |  |  |  |  |  | Лист |
|      |        |      |        |       |      |              |              |               |                       |  |  |  |  |  | 7    |
|      |        |      |        |       |      |              |              |               |                       |  |  |  |  |  |      |

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

Пожарная безопасность проектируемого объекта «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)» обеспечивается выполнением требований пожарной безопасности, установленных федеральными законами о технических регламентах, требований нормативных документов по пожарной безопасности, в т.ч. сводов правил и национальных стандартов.

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

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

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

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

- Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

|      |        |      |        |       |      |             |              |              |                       |  |  |  |  |  |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------|--------------|--------------|-----------------------|--|--|--|--|--|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Взам. инв № | Подп. и дата | Инд. № подл. | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |  |  |  |  |  | Лист |
|      |        |      |        |       |      |             |              |              |                       |  |  |  |  |  | 8    |
|      |        |      |        |       |      |             |              |              |                       |  |  |  |  |  |      |

- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
- СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (с изм.№1 от 01.02.2011);
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

## 2.1 Система предотвращения пожара

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

### Способы исключения условий образования горючей среды:

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

### Способы исключения условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания:

- отсутствие условий для теплового самовозгорания обращающихся веществ и материалов;
- проектными технологическими решениями принята максимально герметичная система транспорта продукции;
- проектом принята подземная прокладка проектируемых трубопроводов;

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
9

- для строительства прямолинейных участков трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марки 20А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием и наружным трехслойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием;
- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- обеспечена возможность отключения отдельных участков трубопроводов (на узлах отключения и подключения предусмотрена установка фланцевой запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления предусмотрены манометры;
- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций.

## 2.2 Система противопожарной защиты

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

Перед началом основных строительных работ в полосе отвода проектируемых трасс трубопроводов выполняются следующие подготовительные работы:

- расчистка от леса и кустарника, корчевка пней;
- уборка валунов.

Основные строительные работы по монтажу проектируемых трубопроводов не предусматривают дополнительные решения по организации рельефа.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых трубопроводов:

- высоконапорного водовода - в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий, минимальная глубина составляет 1,0м;

|      |        |      |        |       |      |             |              |               |                       |  |  |  |  |  |      |  |  |  |  |    |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------|--------------|---------------|-----------------------|--|--|--|--|--|------|--|--|--|--|----|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Взам. инв № | Подп. и дата | Инва. № подл. | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |  |  |  |  |  | Лист |  |  |  |  |    |
|      |        |      |        |       |      |             |              |               |                       |  |  |  |  |  |      |  |  |  |  | 10 |
|      |        |      |        |       |      |             |              |               |                       |  |  |  |  |  |      |  |  |  |  |    |

– нефтегазопроводов - минимальная глубина составляет 0,8м.

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

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

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

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтепроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, с внутренним двухслойным заводским в теплостойком исполнении антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C и наружным трехслойным теплостойким антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых высоконапорных водоводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием в теплостойком исполнении на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C и наружным теплостойким трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Предусмотрена защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

Защита оборудования от эрозии осуществляется подбором оптимальных скоростей движения среды, выбором необходимого сечения трубопроводов и параметров оборудования.

Система транспорта продукции обеспечивает максимальную герметичность системы, и минимальные выделения технологической среды в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации.

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

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

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

|      |        |      |        |       |      |                       |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|      |        |      |        |       |      |                       | 11   |

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

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

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

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

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение:

- полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты толщиной 80 мм;

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных.

Монтаж теплоизоляции надземных участков трубопроводов предусмотрено выполнить в трассовых условиях.

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

Организация деятельности подразделений пожарной охраны: тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации проектируемого объекта, будет решаться силами на основании договора ПЧ № 91 Федерального казенного учреждения «9 отряд

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
12

федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 16У3175 от 13 января 2017 года. К тушению возгораний могут привлекаться так же добровольные пожарные дружины и нештатные аварийно-спасательные формирования, оснащенные пожарной техникой, укомплектованные теплоотражающими костюмами, средствами связи, боевой одеждой.

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

|              |              |      |        |       |      |                       |      |
|--------------|--------------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата |      |        |       |      | Взам. инв №           |      |
|              |              |      |        |       |      |                       |      |
|              |              |      |        |       |      |                       |      |
| Изм.         | Кол.уч       | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|              |              |      |        |       |      |                       | 13   |



### 3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте

В соответствии с заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Первый этап строительства. Строительство дюкерного межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

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

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

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемых трубопроводов представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Ведомость проектируемых сооружений

| Пикет трассы  | Наименование сооружения, краткая характеристика   |
|---|---|
| Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» |   |
|   | Узел подключения временной камеры пуска. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.  |
|   | Узел подключения временной камеры приема. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение. |

Трассы проектируемых трубопроводов по своей протяженности пересекают искусственные преграды и сооружения. Перечень и характеристики пересекаемых автомобильных дорог и коммуникаций представлены в разделе 2 «Проект полосы отвода (28-02-2НИПИ/2022-ППО).

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
14

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

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г1.

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

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

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

|              |              |             |      |        |      |        |                       |       |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|-------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист  |
|              |              |             |      |        |      |        |                       | 15    |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       | Подп. |

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

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

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

|              |              |             |      |        |      |        |      |    |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | Лист |    |
|              |              |             |      |        |      |        |      | 16 |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |      |    |

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

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

Настоящей проектной документацией предусматривается строительство трубопроводов на Усинском нефтяном месторождении:

В настоящем проекте предусматривается строительство промышленных трубопроводов.

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки продукции от добывающих скважин до АГЗУ.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 11.

Таблица 10 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

| Наименование   | Назначение* | Диаметр и толщина стенки, мм | Протяженность, м | Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016 |                         | Рабочее давление, МПа |
|--|-------------|------------------------------|------------------|--|-------------------------|-----------------------|
|  |             |                              |                  | Класс  | Категория по назначению |                       |
| Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» | Н           | 325x10                       | 902              | III  | II                      | 4,0                   |

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтесборного коллектора до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым.

Испытание проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

|              |              |             |        |       |      |
|--------------|--------------|-------------|--------|-------|------|
| Изм.         | Кол.уч       | Лист        | № док. | Подп. | Дата |
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |        |       |      |

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист

17

На первом этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность участков проектируемых трубопроводов:

На первом этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходе через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в русловой части с участками по 1000 м от границ ГГВ 10% обеспеченности после укладки давлением  $R_{исп.}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  в течении 12 часов;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- узлов линейной и запорной арматуры до крепления на опорах давлением  $1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$  МПа в течении 6 часов;
- узлов подключения, включая прилегающие участки по 15 м давлением  $1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$  МПа в течении 12 часов;

На втором этапе необходимо провести пневматическое испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением  $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4.4$  МПа в течение 12 часов.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб.}=4,0$  МПа и выдержки в течение 12 часов.

Кожух защитный до продавливания испытать гидравлическим способом на давление  $R_{раб} =4,0$  МПа в течении 12 часов.

Произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб}=4,0$  МПа продолжительностью не менее 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода силами подрядной организации, выполняющей СМР. После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
18

неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки. Результаты испытаний оформляются актом.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода методом ГНБ. Рабочее давление проектируемого нефтепровода – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтегазопровода проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести - 372 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности К52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка.

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтесборного коллектора реки Колва. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду500 для проектируемого трубопровода Ду300. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Для защитного футляра Ø530×10 мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром Ø530×10 мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-530.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
19

После монтажа и сварки кожуха Ø530×10 мм производится 100% визуально измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца (ОНК) ПМТД 325/530 Тип 2. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 ОНК на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

В состав входят следующие сооружения:

- Узел обвязки скважины;
- Кабельная эстакада.

Узел обвязки скважины – существующая, ранее спланированная площадка, на которой располагается опора под задвижку. Для обслуживания задвижки предусмотрена металлическая площадка высотой 0,5 м.

Фундаменты запроектированы свайные. Способ погружения свай – забивной.

Опора под задвижку запроектирована в виде опорной пластины из проката листового по ГОСТ 19903-2015 из стали марки С345-5 по ГОСТ 27772-2015, установленной на забивную сваю из стальной трубы Ø168x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74).

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок на стойках из профиля замкнутого квадратного по ГОСТ 30245-2003 из стали С345-5 по ГОСТ 27772-2015, устанавливаемых на оголовки забивных свай из стальных труб Ø168x8 по ГОСТ 8732-78 (сталь 09Г2С ГОСТ 8731-74). Низ балки эстакады от уровня земли не менее 2,5 м. Устойчивость от опрокидывания обеспечивается жестким сопряжением стоек со сваями.

Металлическая площадка обслуживания запроектирована из стальных уголков по ГОСТ 8509-93 с настилом из стали просечно-вытяжной по ТУ 36.26.11-5-89 из стали С255-4 по ГОСТ 27772-2015.

**Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения**

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

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
20

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

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

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

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

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

Молниезащита технологических установок осуществляется присоединением к заземлителю согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО153-34.21.122.

|              |              |             |      |        |      |        |                       |       |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|-------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист  |
|              |              |             |      |        |      |        |                       | 21    |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       | Подп. |



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

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

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

В административном отношении участки работ расположен на территории Баяндыского нефтяного месторождения. Баяндыская площадь расположена в Усинском районе Республики Коми, в 60 км к северо-западу от г. Усинска, в пределах лицензионного участка Денисовской впадины.

Ближайшие населенные пункты – объект расположен в 57 км к северо-западу от г.Усинска, в 45 км к северо-западу от с.Усть-Уса, в 8 км к северо-востоку от с.Щельябож. Проезд на Баяндыское нефтяное месторождение возможен по железной дороге Москва – Усинск до станции Усинск, по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения.

Город Усинск - центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва - Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга».

|              |              |             |      |        |      |        |                       |      |    |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |    |
|              |              |             |      |        |      |        |                       |      | 22 |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       |      |    |

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г1.

В соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №166 от 18.03.2011 г. во всех цехах созданы временные добровольные противопожарные формирования, определены зоны ответственности цехов за предотвращение и ликвидацию лесных пожаров в районах их работ и используемых ими дорог. На каждом объекте имеется список техники, привлекаемой к ликвидации пожара, разработаны перечни первичных средств пожаротушения, в соответствии с которыми цеха и участки обеспечиваются средствами пожаротушения, определен порядок контроля за состоянием первичных средств пожаротушения, в обязательном порядке работники ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проходят периодические инструктажи по противопожарной безопасности, составлены графики проведения тренировок по ликвидации пожаров, огневые работы на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводятся только с составлением наряд-допусков на производство огневых работ с обязательным инструктажем лиц задействованных при производстве работ и обеспечением мероприятий по пожарной безопасности указанных в наряд допуске.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» заключает договора с пожарной охраной на круглосуточное обслуживание объектов. Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается на договорной основе пожарная часть № 91 Федерального казенного учреждения «9 отряд федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 16У3175 от 13 января 2017 года.

Участок проектирования находится в районе существующих объектов обустройства Баяндыского месторождения, имеющих круглогодичную транспортную связь с Головными сооружениями Усинского нефтяного месторождения (место дислокации пожарной части ПЧ-91).

Пожарная часть укомплектована всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах. Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях приведены в табл. 4.

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
23

Таблица 4 – Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях

| № п/п | Подразделение                     | Место дислокации                                      | Тип техники  | Численность личного состава, чел. |
|-------|-----------------------------------|---|--|-----------------------------------|
| 1     | ПЧ-91 ФКУ «9 отряд ФПС ГПС по РК» | Головные сооружения Усинского нефтяного месторождения | АЦ-7,5-40 – 1 ед.<br>Автомобиль пожарный газоводяного тушения – 1 ед.<br>АЦ-6,0-40 – 1 ед.<br>Станция насосная пожарная ПНС-110 – 2 шт.<br>АЦ 6,0-100 – 2 ед.<br>АЦ 10,0-100 – 1 ед. | 17                                |

В качестве мероприятий по обеспечению деятельности и безопасности привлекаемых пожарных подразделений на территории проектируемого объекта, предусматривается:

1. Круглогодичный по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Баяндыского месторождения. Ко всем проектируемым площадкам узлов обеспечены проезды и подъездные пути для пожарной техники, совмещенные с функциональными проездами и подъездами (часть 1 п.1 ст. 90 Федерального закона №123 ФЗ от 22.07.2008г.).

2. Пожаротушение на объекте предусматривается при помощи передвижной пожарной техники (пожарные автомобили ПЧ-91), а также первичных средств пожаротушения (п.7.4.1 СП 231.1311500.2015).

3. Организация водоснабжения на проектируемом объекте на случай пожара будет обеспечиваться согласно п.7.3.9 СП 231.1311500.2015: на месторождении предусматривается наличие прицепных и самоходных автоцистерн общим объемом не менее 50 м<sup>3</sup>.

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

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

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

|              |              |             |      |        |      |        |                       |      |    |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|------|----|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |    |
|              |              |             |      |        |      |        |                       |      | 24 |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       |      |    |

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

Проектируемых зданий, сооружений и наружных установок в составе проектируемого линейного объекта нет.

|              |              |             |      |        |      |        |      |    |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | Лист |    |
|              |              |             |      |        |      |        |      | 25 |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |      |    |

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

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

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

|              |              |             |      |        |      |        |                       |       |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|-------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист  |
|              |              |             |      |        |      |        |                       | 26    |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       | Подп. |

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

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

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

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) АБК УПН "Баяндынская".

**Объем контроля и автоматизации**

Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»:

– узел береговой задвижки (правый берег);

|              |              |             |      |        |      |        |                       |      |    |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |    |
|              |              |             |      |        |      |        |                       |      | 27 |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       |      |    |

- КТП – С (2 шт.);
  - узел береговой задвижки (левый берег);
- Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- дистанционный контроль давления в защитном кожухе;
- контроль загазованности в защитном кожухе;
- дистанционный контроль температуры в шкафу БС;
- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H<sub>2</sub>S) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

КТП – С

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение расхода эл. энергии;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H<sub>2</sub>S) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;

|              |              |             |      |        |      |        |       |      |                       |      |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        |       |      | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|              |              |             |      |        |      |        |       |      |                       | 28   |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата |                       |      |

- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

### **Телемеханизация нефтесборного коллектора**

Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадки куста 1 систем телемеханики является существующей. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ система телемеханики является проектируемой, предусматривается установка шкафов телемеханики (СУ ТМ). Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – шкаф СУ ТМ, в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
29



Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;
- приборы КИП с выходным сигналом типа «сухой» контакт;
- посты управления и сигнализации;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

Первичное преобразование физических величин в унифицированные электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

В существующем СУ ТМ установлено:

- контроллер ScadaPack 334;
- защита от перенапряжения PLT-SEC-T3-230-FM Phoenix Contact;
- автоматические выключатели Schneider Electric;
- клеммные зажимы Phoenix Contact пружинного типа;
- промежуточными реле Phoenix Contact;
- источник питания 24В Phoenix Contact;
- источник бесперебойного электропитания APC Smart UPS.

|              |              |             |                       |        |      |        |      |    |
|--------------|--------------|-------------|-----------------------|--------|------|--------|------|----|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |                       |        |      |        | Лист |    |
|              |              |             | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |        |      |        |      | 30 |
|              |              |             | Изм.                  | Кол.уч | Лист | № док. |      |    |

Преобразование интерфейса RS-485 в Ethernet производится контроллером ScadaPack 334 в шкафу телемеханики.

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы, в т.ч. АБК ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз».

В качестве протоколов/технологии для обмена данными использованы:

- с локальными системами управления протоколы Modbus RTU;
- с внешними информационными системами (АСОДУ) протокол OPC, OPC XML Data Acces XML Messaging.

Проектируемый шкаф СУ ТМ представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК :

- ЦПУ;
- модули дискретного ввода;
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода;

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24В.

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу ТМ.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;
- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
31

- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта АБК УПН "Баяндинская".

*Решения по информационному обеспечению*

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

*Решения по математическому обеспечению*

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Баяндынского нефтяного месторождения.

Для интеграции береговых задвижек в существующую систему телемеханики требуется применить существующие технические решения, ранее разработанные в проекте верхнего уровня АСУТП. Дополнения технических решений в рамках данного проекта не требуются.

Обмена информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), организация канала связи предусматривается разделом 4, «Сети связи» (28-02-2НИПИ/2022-ТКР4).

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 45.

Таблица 45 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

| Наименование параметра                        | Функции системы телемеханики |    |    |
|---|------------------------------|----|----|
|   | ТИ                           | ТС | ТУ |
| <b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)</b> |                              |    |    |
| Давление линейное                             | x                            | x  | -  |

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

|   |   |   |   |
|---|---|---|---|
| Давление в защитном кожухе  | x | x | - |
| 1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)  | - | x | - |
| Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность) | - | x | x |
| Температура в шкафу БС  | x | x | - |
| КТП – С   |   |   |   |
| Напряжение по фазе А, В, С  | x | - | - |
| Ток фазы А, В, С  | x | - | - |
| Расход эл. энергии  | x | - | - |
| УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)   |   |   |   |
| Давление линейное   | x | x | - |
| Загазованность в защитном кожухе  | x | x | - |
| 1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)  | - | x | - |
| Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность) | - | x | x |

### Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного и зарубежного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT5X, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для беспроводной передачи данных от датчика загазованности и датчика давления одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог.

- для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIB T3, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для контроля загазованности и контроля ПДК паров углеводородов предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия;

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
33

– пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ЕхedmПСТ5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия.

По устойчивости к воздействию окружающей среды прибор соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

Электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ,

|              |              |             |                       |       |      |  |  |  |      |
|--------------|--------------|-------------|-----------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |                       |       |      |  |  |  | Лист |
|              |              |             | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |       |      |  |  |  |      |
| Изм.         | Кол.уч       | Лист        | № док.                | Подп. | Дата |  |  |  |      |

огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водо-газопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, короба с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

|              |              |             |                       |        |      |        |      |    |
|--------------|--------------|-------------|-----------------------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |                       |        |      |        | Лист |    |
|              |              |             | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |        |      |        |      | 35 |
|              |              |             | Изм.                  | Кол.уч | Лист | № док. |      |    |

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

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

- технологическая система сбора продукции (напорная герметичная);
- материалы для строительства трубопровода, запорной арматуры, теплоизоляционные материалы, конструкции и опоры предусматриваются из негорючих материалов;
- способ прокладки трубопроводов – подземный;
- пересечение водных преград предусматривается подводным способом, пересечение рек - подводным способом в защитном кожухе;
- пересечения с существующими коммуникациями выполнены не менее 350 мм в свету, угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций;
- предусмотрены мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

|              |              |             |      |        |      |        |                       |       |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|-------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист  |
|              |              |             |      |        |      |        |                       | 36    |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       | Подп. |

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

Комплекс организационно-технических мероприятий включает:

- технические, технологические, организационные, противопожарные и природоохранные решения утвержденного проекта являются окончательными и обязательными для выполнения всеми организациями (в том числе подрядными), принимающими участие в реализации проекта;
- отклонения от проектной документации в процессе производства не допускаются;
- приказом руководителя предприятия назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность зданий, сооружений, помещений, установок и за функционирование системы пожарной безопасности всего объекта в целом;
- организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- разработка плана тушения пожара (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- наличие укомплектованного штата сотрудников, удовлетворяющих квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний;
- все работники, занятые работами на объектах нефтегазопровода должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.
- по окончании работ площадки для обслуживания должны очищаться от промасленных обтирочных материалов и разлитых жидкостей. Протирачные средства, использованные для очистки и протирки после окончания работ, должны быть удалены с территории объекта, вывезены и утилизированы;
- обеспечить на месторождении наличие прицепных и самоходных автоцистерн общим объемом не менее 50 м<sup>3</sup>;

|      |        |      |        |       |      |             |              |              |                       |  |      |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------|--------------|--------------|-----------------------|--|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | Взам. инв № | Подп. и дата | Инд. № подл. | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |  | Лист |
|      |        |      |        |       |      |             |              |              |                       |  | 37   |
|      |        |      |        |       |      |             |              |              |                       |  |      |



- средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ;
- персонал и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков нефтегазопровода;
- обеспечение надежного круглогодичного транспортного сообщения (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации;
- своевременная модернизация и реновация морально устаревшего и изношенного оборудования;
- мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу нефтегазопровода и возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

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

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

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

На подразделение, обслуживающее трубопровод, возлагаются следующие обязанности:

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

|              |              |             |                       |        |      |        |      |    |
|--------------|--------------|-------------|-----------------------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |                       |        |      |        | Лист |    |
|              |              |             | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |        |      |        |      | 38 |
|              |              |             | Изм.                  | Кол.уч | Лист | № док. |      |    |

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

|              |              |      |        |       |      |                       |      |
|--------------|--------------|------|--------|-------|------|-----------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата |      |        |       |      | Взам. инв №           |      |
|              |              |      |        |       |      |                       |      |
|              |              |      |        |       |      |                       |      |
| Изм.         | Кол.уч       | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист |
|              |              |      |        |       |      |                       | 39   |

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

Данным проектом «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)» в полном объеме выполняются требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, и требования нормативных документов по пожарной безопасности, в связи с чем расчет пожарных рисков угрозы жизни и здоровья людей, уничтожения имущества не требуется (ст.6 п.3 Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п.41 подпункт «м» Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»).

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

|                       |              |             |      |        |      |        |      |    |
|-----------------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл.          | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | Лист |    |
|                       |              |             |      |        |      |        |      | 40 |
|                       |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |      |    |
| 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |              |             |      |        |      |        |      |    |

## Библиография

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

|              |              |             |      |        |      |        |                       |       |
|--------------|--------------|-------------|------|--------|------|--------|-----------------------|-------|
| Изм. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв № |      |        |      |        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т | Лист  |
|              |              |             |      |        |      |        |                       | 41    |
|              |              |             | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. |                       | Подп. |

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

|              |              |        |      |        |       |             |                       |  |  |  |  |      |
|--------------|--------------|--------|------|--------|-------|-------------|-----------------------|--|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата |        |      |        |       | Взам. инв № |                       |  |  |  |  |      |
|              |              |        |      |        |       |             |                       |  |  |  |  |      |
|              | Изм.         | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата        | 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Т |  |  |  |  | Лист |
|              |              |        |      |        |       | 42          |                       |  |  |  |  |      |

Ведомость документов графической части

| Обозначение            | Наименование                           | Примечание |
|------------------------|--|------------|
| 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г1 | Ведомость документов графической части | 1 лист     |
| 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г2 | Ситуационный план. М 1:5000            | 1 лист     |
| 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г3 | Схема линейного объекта                | 1 лист     |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |
|                        |  |            |

Согласовано

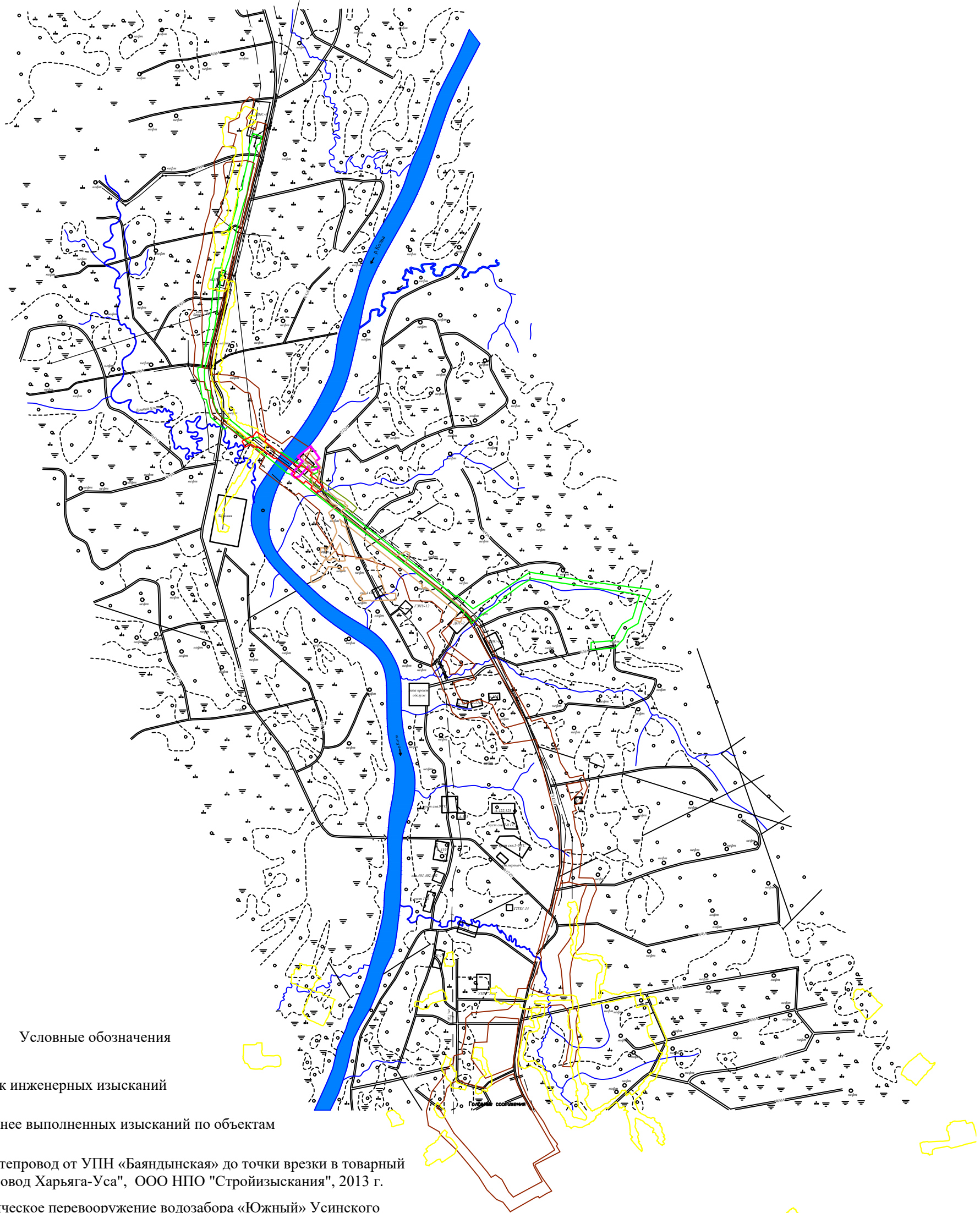
Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

|   |         |           |      |         |      |                              |      |        |
|---|---------|-----------|------|---------|------|------------------------------|------|--------|
| 28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г1  |         |           |      |         |      |                              |      |        |
| "Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баяндыская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до т. вр. В товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» ) |         |           |      |         |      |                              |      |        |
| Изм.  | Кол.уч. | Лист      | Док. | Подпись | Дата | Стадия                       | Лист | Листов |
|   |         | Михайлова |      |         |      | П                            |      | 1      |
| Разраб.   |         | Матус     |      |         |      |                              |      |        |
| Рук.груп.   |         |           |      |         |      |                              |      |        |
| Н. контр.   |         | Салдаева  |      |         |      | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |      |        |
| Ведомость документов графической части  |         |           |      |         |      |                              |      |        |

# Ситуационный план



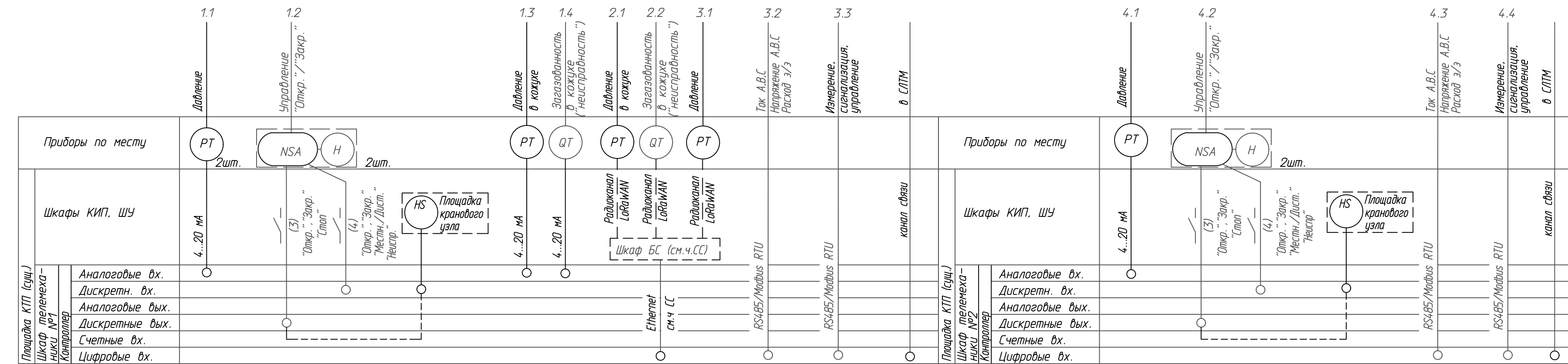
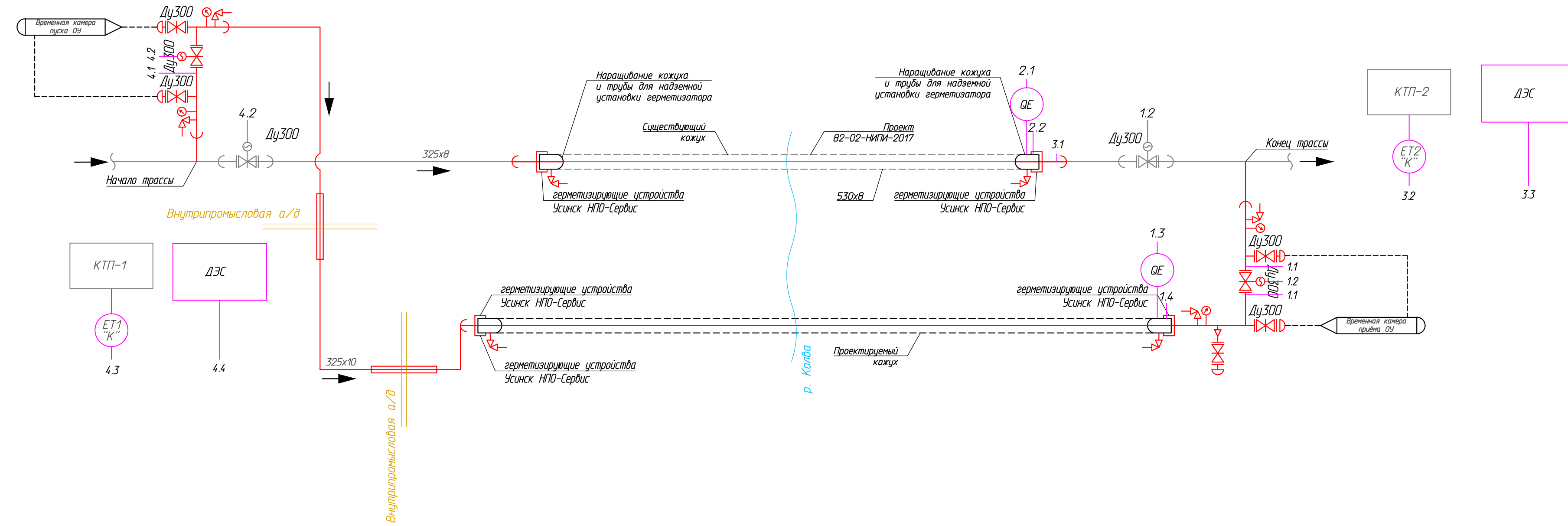
**Условные обозначения**

- участок инженерных изысканий
- Граница ранее выполненных изысканий по объектам
- "Нефтепровод от УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод Харьяга-Уса", ООО НПО "Стройизыскания", 2013 г.
- "Техническое перевооружение водозабора «Южный» Усинского месторождения", ООО "СЗИ", 2015 г.
- "Строительство МПГ "ДНС-8-КС-1", ООО "ЮСК", 2016 г.
- «Обустройство Усинского нефтяного месторождения. 9-ая очередь строительства», ООО НИПППД «НЕДРА», 2019 г.
- "Техническое перевооружение низконапорного водовода от т.вр. УПН «Уса» до дюкера р.Колва (участок от БКНС-6 до дюкера) на Усинском нефтяном месторождении", ООО «Сыктывкарская проектно-геологическая партия», 2019 г.
- "Реконструкция ВЛ-6кВ Усинского нефтяного месторождения на 2023 год", ООО "СЗИ", 2021 г.

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

|  |               |             |             |                |             |                              |             |               |
|--|---------------|-------------|-------------|----------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------|
| <b>28-02-2НИПИ/2022-ПБ.Г2</b>  |               |             |             |                |             |                              |             |               |
| <i>"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баяндынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до т. вр. В товарный нефтепровод "Харьяга-Уса")</i> |               |             |             |                |             |                              |             |               |
| <i>Изм.</i>  | <i>Кол.уч</i> | <i>Лист</i> | <i>Док.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                              |             |               |
|  |               |             |             |                | 12.22       |                              |             |               |
|  |               |             |             |                | 12.22       |                              |             |               |
|  |               |             |             |                | 12.22       |                              |             |               |
| <i>Ситуационный план</i>   |               |             |             |                |             | <i>П</i>                     | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
|  |               |             |             |                |             | 1                            |             |               |
|  |               |             |             |                |             | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |             |               |

Схема линейного объекта



Условные обозначения

| Обозначение | Наименование  |
|-------------|---|
|             | Нефтедобытный коллектор от к.1 до УПН Восточный Ламбейшор |
|             | Задвижка клиновья   |
|             | Задвижка клиновья с электроприводом                       |
|             | Манометр  |
|             | Вентиль угловой специальный                               |
|             | Переход   |

- Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пасою к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
- \* - по ранее разработанной документации ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" 87-02-НИПИ-2017.

|  |           |        |       |                              |      |
|--|-----------|--------|-------|------------------------------|------|
| <b>28-02-2НИПИ/2022-ПБ.ГЗ</b>  |           |        |       |                              |      |
| "Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баядынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяго-Уса" (участок от ДНС-В до т. вр. В товарный нефтепровод «Харьяго-Уса» )" |           |        |       |                              |      |
| Изм.   | Копч.     | Лист   | № дж. | Подп.                        | Дата |
| Разраб.  | Наб.слова | Стадия | Лист  | Листов                       |      |
| Н. контр.  | Салдаева  |        | П     | 1                            |      |
| Схема линейного объекта  |           |        |       | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |      |