



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 "Харьяга-Уса"
(участок от ДНС-8 до т. вр. В товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3 «Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные сооружения»**

Книга 1 «Решения по трубопроводам»

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1

Том 3.1

И.о. Заместителя Генерального директора –
Главного инженера

О.С. Соболева

Главный инженер проекта

К.В. Худяев

2022

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

Содержание тома

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|--------------------------|--|------------|
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.С | Содержание тома 5.7.3 | 1 Лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. | 44 Листов |
| | Решения по трубопроводам. Текстовая часть | |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г1 | Ведомость документов графической части | 10 Листов |
| | Общее количество листов документов, включенных в том | 55 Листов |

| | |
|-------------|--|
| Согласовано | |
| | |
| | |
| | |

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
|--------------|--|

| | |
|--------------|--|
| Подп. и дата | |
|--------------|--|

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.С

| | |
|--------------|--|
| Инв. № подл. | |
|--------------|--|

| | | | |
|----------|------------|--|-------|
| Разраб. | Кусова | | 03.23 |
| Проверил | Новоселова | | 03.23 |
| Н.контр. | Солдаева | | 03.23 |

Содержание тома 5.7.3

| | | |
|--------|------|--------|
| Стадия | Лист | Листов |
| П | 1 | 1 |

ООО «НИПИ нефти и
газа УГТУ»

Содержание

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта | 3 |
| 1.1 | Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта | 3 |
| 1.2 | Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта | 4 |
| 1.3 | Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта | 4 |
| 2 | Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта | 7 |
| 3 | Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта | 9 |
| 4 | Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .. | 11 |
| 5 | Сведения о категории и классе линейного объекта..... | 13 |
| 6 | Сведения о проектной мощности линейного объекта | 15 |
| 7 | Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта | 16 |
| 8 | Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта | 30 |
| 9 | Перечень мероприятий по энергосбережению..... | 32 |
| 10 | Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест | 33 |
| 11 | Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране | |

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | Стадия | Лист | Листов |
|------|--------|------------|--------|-------|-------|--------------------------|------------------------------|------|--------|
| | | Кусова | | | 03.23 | Решения по трубопроводам | П | 1 | 53 |
| | | Новоселова | | | 03.23 | | ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» | | |
| | | Салдаева | | | 03.23 | | | | |
| | | | | | | | | | |

| | |
|--|---------------------------------|
| труда в процессе эксплуатации линейного объекта | 34 |
| 12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта | 38 |
| 13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» | 47 |
| 14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость.... | 48 |
| 15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях | 49 |
| Библиография | Ошибка! Закладка не определена. |

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | |

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

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» Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается реконструкция дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса». 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 |

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.

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

| | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|------|
| Инов. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

Ближайшие населённые пункты – п. Мичаэль и г. Усинск, расположенные в 15,5 км и 28 км к юго-востоку от исследуемой территории, соответственно.

Административный центр – г. 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. Проезд к участку изысканий возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга.

Территория изысканий располагается в лесотундровой природной зоне, для которой Гидрографическая сеть района работ представлена р. Колвой и её притоками. Рельеф территории слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к р. Колва. Естественный рельеф нарушен.

Согласно СП 131.13330.2020 по карте климатического районирования для строительства участок изысканий относится к строительному климатическому подрайон I Д.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

Район строительства расположен в пределах Печорской равнины, находящейся в северной части Русской (Восточно-Европейской) равнины. Местность представляет собой слабоувалистую, полого-волнистую заболоченную равнину.

В геотектоническом отношении район работ относится к Печорской синеклизе, которая представляет собой сложное гетерогенное образование, приуроченное к шовной зоне Русской платформы и Уральской геосинклинали.

Геологическое строение рассматриваемых объектов представлено следующими литолого-генетическими комплексами:

- озерно-аллювиальные отложения верхнечетвертичного возраста (IaQIII);
- современные техногенные (насыпные) грунты (t QIV).

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

В гидрогеологическом отношении район строительства относится к Большеземельскому артезианскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна.

Гидрогеологические условия участка характеризуются наличием 1 водоносного горизонта:

- водоносный озерно-аллювиальных отложений.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|-------|------|------|---|
| Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист | |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | | 4 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

Грунтовые воды озерно-аллювиальных отложений на данной территории приурочены к супеси пластичной, суглинку мягкопластичному и песку мелкому водонасыщенному. Уровень подземных вод - от 2,0 до 2,9 м (абс.отм. от 37,94 до 74,85 м), установившийся уровень совпадает с появившемся.

В период весеннего снеготаяния или обильных дождей в летнее время возможно временное скопление подземных вод в зоне аэрации, над ограниченными по площади водоупорами, так называемая «верховодка». Кроме того, при возникновении аварийных ситуаций, например, утечке водонесущих коммуникаций, возникает техногенная верховодка. Данное явление возможно в местах, где верхнюю часть разреза слагают глинистые грунты с низкими фильтрационными свойствами.

Подтопление территорий обуславливает ухудшение физико-механических свойств грунтов (резко снижаются прочностные характеристики), повышает их пучинистость.

Амплитуда колебаний уровней и составляет 1,0-1,5 м. В годовом ходе уровня наблюдается два максимума (весеннее половодье, летне-осенние дождевые паводки) и два минимума (зимняя и летняя межени).

По наличию процесса подтопления территория строительства относится к I-A-1 (постоянно подтопленные).

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Территория строительства относится к району с умеренно-суровым климатом (ИД). По климатическому районированию Республики Коми объект расположен в Северном. Район характеризуется суровой и длительной зимой, прохладным коротким летом, с большой изменчивостью сумм осадков по территории и хорошо выраженной широтной зональностью в распределении термических характеристик.

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

Основные климатические характеристики приведены в таблице 2 (по данным наблюдений метеостанции Усть-Уса).

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 5 |
| | | | | | | | |

Таблица 2 – Основные климатические характеристики

| Климатические параметры | | Значения м/ст. Усть-Уса | |
|---|-------|-------------------------------|------------|
| <u>Климатические параметры холодного периода года</u> | | | |
| Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98 | | минус 46 | |
| Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92 | | минус 44 | |
| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 | | минус 43 | |
| Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94 | | минус 21 | |
| Абсолютная минимальная температура воздуха, °С | | минус 53 | |
| Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С | | 7,9 | |
| Продолжительность, суточная и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха | ≤0°С | продолжительность | 213 |
| | | средняя температура | минус 11,6 |
| | ≤8°С | продолжительность | 278 |
| | | средняя температура | минус 7,9 |
| | ≤10°С | продолжительность | 299 |
| | | средняя температура | минус 6,7 |
| Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, % | | 83 | |
| Средняя месячная относ. влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, % | | 83 | |
| Количество осадков за ноябрь – март, мм | | 151 | |
| Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль | | Ю | |
| Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с | | 4,2 | |
| Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С | | 4,2 | |
| <u>Климатические параметры теплого периода года</u> | | | |
| Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95 | | 18 | |
| Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98 | | 23 | |
| Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С | | 20,5 | |
| Абсолютная максимальная температура воздуха, °С | | 34 | |
| Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С | | 10,0 | |
| Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, % | | 72 | |
| Количество осадков за апрель - октябрь, мм | | 354 | |
| Суточный максимум осадков, мм | | 64 | |
| Преобладающее направление ветра за июнь - август | | С | |
| Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с | | 4,3 | |

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|-------|------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | 6 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | |

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Среди инженерно-геологических процессов, протекающих в районе строительства, наиболее распространены процессы сезонного пучения и подтопления.

В теплый период года в приповерхностной части разреза возможна активизация процессов переувлажнения. Строительство без должной инженерной подготовки территории может активизировать инженерно-геологические процессы и повлечь нарушение эксплуатации сооружений. Нарушение снежного покрова при инженерной деятельности и наличие на данной территории пучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения.

Техногенное воздействие на рассматриваемую территорию постоянно возрастает. Процессы, связанные с будущим строительством, приводят к увеличению мощности сезонного промерзания грунтовых массивов; образованию переувлажненных участков; образованию специфических грунтов – насыпных.

Тип местности по характеру и степени увлажнения – 2.

Район строительства относится к I району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства.

Криогенное пучение. На данной территории криогенное пучение при промерзании сезонно-мерзлого слоя проявляется на всех геоморфологических уровнях. При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их преддзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями. Разновидность грунтов по степени пучинистости представлено в таблице 3

Таблица 3 – Разновидность грунтов по степени пучинистости

| ИГЭ | Степень пучинистости, efh, % | Разновидность грунтов |
|--|------------------------------|-----------------------|
| 1а Насыпной грунт - песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения | 1,63 | Слабопучинистый |

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|------|
| Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

Продолжение таблицы 3

| ИГЭ | Степень пучинистости, efh, % | Разновидность грунтов |
|---|------------------------------|-----------------------|
| 3б Песок мелкий средней плотности водонасыщенный | 2,43 | Слабопучинистый |
| 3в Песок средней крупности средней плотности водонасыщенный | 1,16 | Слабопучинистый |
| 4в Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный | 4,48 | Среднепучинистый |
| 5б Супесь песчанистая пластичная | 3,17 | Слабопучинистый |
| 6г Глина пылеватая легкая тугопластичная | 5,18 | Среднепучинистый |
| 6д Глина пылеватая легкая полутвердая | 5,59 | Среднепучинистый |

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|------|---|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист | |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | 8 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | | |

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

Разделение грунтов выполнено с учетом их возраста, происхождения и номенклатурного вида. С учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на территории строительства выделено 7 инженерно-геологических элементов, которые представлены в таблице 4. Нормативные значения физико-механических характеристик талых грунтов представлены в таблице 5

Таблица 4 – Инженерно-геологические элементы (ИГЭ) и их описание:

| № ИГЭ | Название инженерно-геологического элемента | ГЭСН 81-02-01-2017 |
|-------|---|--------------------|
| 1а | Насыпной грунт - песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения | 29а-1 |
| 3б | Песок мелкий средней плотности водонасыщенный | 29а-1 |
| 3в | Песок средней крупности средней плотности водонасыщенный | 29а-1 |
| 4в | Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный | 35а-1 |
| 5б | Супесь песчанистая пластичная | 36а-1 |
| 6г | Глина пылеватая легкая тугопластичная | 8а-2 |
| 6д | Глина пылеватая легкая полутвердая | 8а-2 |

Таблица 5 – Нормативные значения физико-механических характеристик талых грунтов

| Наименование показателей физико-механических свойств грунтов по ГОСТ 25100-2011 | Номер ИГЭ | | | | | | |
|---|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1а | 3б | 3в | 4в | 5б | 6г | 6д |
| Естественная влажность, W, % | 15,05 | 20,26 | 18,30 | 28,39 | 22,22 | 31,69 | 23,09 |
| Влажность на границе текучести, WL, % | | | | 32,54 | 24,08 | 43,44 | 39,59 |
| Влажность на границе раскатывания, Wp, % | | | | 21,46 | 18,67 | 22,58 | 20,35 |
| Число пластичности, Ip, % | | | | 11,08 | 5,42 | 20,85 | 19,24 |
| Консистенция, П, д.е. | | | | 0,62 | 0,65 | 0,44 | 0,14 |
| Угол откоса сухой, град | 32,40 | 32,50 | 35,17 | | | | |
| Угол откоса под водой, град | 29,60 | 28,83 | 31,50 | | | | |
| Коэффициент фильтрации, Кф, м/сут | | 2,02 | 3,42 | | | | |

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист
9

| Наименование показателей физико-механических свойств грунтов по ГОСТ 25100-2011 | Номер ИГЭ | | | | | | |
|---|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1а | 3б | 3в | 4в | 5б | 6г | 6д |
| Степень разложения, D _р , % | | | | | | | |
| Содержание органических веществ, I _г , % | | | | | | | |
| Плотность частиц, ρ _s , г/см ³ | 2,67 | 2,66 | 2,66 | 2,70 | 2,69 | 2,72 | 2,72 |
| Плотность грунта, ρ, г/см ³ | 1,88 | 1,95 | 1,99 | 1,89 | 2,04 | 1,91 | 1,94 |
| Плотность сухого грунта, ρ _d , г/см ³ | 1,64 | 1,63 | 1,68 | 1,47 | 1,67 | 1,46 | 1,57 |
| Коэффициент пористости, e, д.ед. | 0,63 | 0,64 | 0,58 | 0,84 | 0,61 | 0,87 | 0,73 |
| Степень водонасыщения, S _г , д.ед. | 0,63 | 0,83 | 0,83 | 0,92 | 0,97 | 0,98 | 0,86 |
| Относительная деформация морозного пучения, ε _{fh} , % | 1,63 | 2,43 | 1,16 | 4,48 | 3,17 | 5,18 | 5,59 |
| Удельный вес, γ _н , кН/м ³ | 18,42 | 19,09 | 19,47 | 18,52 | 19,96 | 18,75 | 19,00 |
| Удельный вес, γ _{II} , кН/м ³ | 18,34 | 19,04 | 19,41 | | 19,90 | 18,62 | 18,96 |
| Удельный вес, γ _I , кН/м ³ | 18,28 | 19,00 | 19,37 | 18,52 | 19,86 | 18,53 | 18,94 |
| Сцепление, С _н , кПа | | | | 24,50 | 16,17 | 67,17 | 72,00 |
| Сцепление, С _{II} , кПа | | | | 23,90 | 15,69 | 65,97 | 70,42 |
| Сцепление, С _I , кПа | | | | 23,54 | 15,40 | 65,23 | 69,45 |
| Угол внутреннего трения, φ _н , градус | | | | 18,83 | 25,83 | 18,50 | 22,83 |
| Угол внутреннего трения, φ _{II} , градус | | | | 18,47 | 24,94 | 17,85 | 22,19 |
| Угол внутреннего трения, φ _I , градус | | | | 18,25 | 24,38 | 17,44 | 21,79 |
| Модуль общей деформации, E, МПа | | | | 10,22 | 18,88 | 18,60 | 23,91 |
| Сопrotивление сдвигу, τ _{max} , Мпа | | | | | | | |
| Расчетное сопротивление, R ₀ , кПа | | | | | | | |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист

10

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

Грунтовые воды озерно-аллювиальных отложений на данной территории приурочены к супеси пластичной, суглинку мягкопластичному и песку мелкому водонасыщенному. Уровень подземных вод - от 2,0 до 2,9 м (абс.отм. от 37,94 до 74,85 м), установившийся уровень совпадает с появившемся.

Подземные воды залегают в виде безнапорного или слабонапорного водоносного горизонта, питание которого осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и поверхностных вод. Разгрузка данного горизонта происходит в пониженные заболоченные участки, а также в ниже лежащие горизонты.

Коэффициент фильтрации для ИГЭ-3б составляет 2,02 м/сут, для ИГЭ-3в составляет 3,42 м/сут, для супеси от 0,4 до 0,7 м/сут, для суглинков от 0,05 до 0,1 м/сут, для глин <0,001 м/сут.

Подземные воды характеризуются высоким естественным уровнем. Уровень подземных вод характеризуется непостоянством и зависит от климатического фактора. В весенний период при снеготаянии и в период затяжных дождей и возможен подъем уровня подземных вод.

По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные магниево-кальциевые, хлоридно-гидрокарбонатные кальциевые. гидрокарбонатно-кальциевые.

Содержание хлоридов не превышает максимально допустимую концентрацию в условиях воздействия жидких хлоридных сред на стальную арматуру железобетонных конструкций (марки бетона W6-W20).

По степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W6 – неагрессивная.

Степень агрессивности воды по отношению к конструкциям из бетона:

- по бикарбонатной щелочности – слабоагрессивная;
- по водородному показателю – слабоагрессивная;
- по содержанию агрессивной углекислоты – слабоагрессивная;
- по содержанию магниезальных солей (в пересчете на ион магния) - неагрессивные;
- по содержанию аммонийных солей, в пересчете на NH₄ – неагрессивные;
- по содержанию едких щелочей (в пересчете на ионы натрия и калия) – неагрессивные;
- по суммарному содержанию хлоридов, сульфатов и нитратов - неагрессивные.

Грунтовые воды по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции являются среднеагрессивными по водородному показателю pH и по содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|-------|------|------|----|
| Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист | |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | | 11 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

Степень агрессивного воздействия грунтов ниже уровня грунтовых вод на конструкции из углеродистой стали - слабоагрессивная.

| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
|--------------|--------------|--------------|------|--------|------|--------|-------|------|------|
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 12 |
| | | | | | | | | | |

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

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:

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 ГВ 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.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

Произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $P_{раб}=4,0$ 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.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|-------------------------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист | |
| | | | | | | | | 14 |
| | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | |

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

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").

Схема линейного объекта представлена на чертеже 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г2.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

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

Рабочее давление нефтегазопровода 4,0 МПа.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист | |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | 15 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | | |

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Технологические решения

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/мм², минимальным пределом текучести - 372 Н/мм², классом прочности K52 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.

| | | | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|
| Инов. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 16 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т |

После монтажа и сварки кожуха $\varnothing 530 \times 10$ 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.

7.2 Профиль трассы скважины ГНБ

Расположение точек входа и выхода принято с учетом геометрических характеристик перехода, глубины залегания трубопровода, допустимых углов, а также с учетом удобства проведения буровых работ и размещения оборудования. Границами участка перехода, выполненного методом ГНБ, приняты точки начало и конца проектируемых футляров.

Поперечный профиль скважины представляет собой окружность диаметром равным диаметру последнего протаскиваемого расширителя (калибра) $D_u = 1120$ мм.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба, обеспечивающий прокладку стального трубопровода без опасных напряжений в стенках трубы, согласно СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 «Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения» рассчитывается по формуле:

$$R \geq 1200 \times D_n$$

7.3 Выбор бурового оборудования

Выбор бурового оборудование производится на основе расчета тягового усилия, необходимого для протаскивания трубопровода в скважину.

Согласно проведенным расчетам, выполненное согласно СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011, максимальное необходимое тяговое усилие составляет 50,0 т.с.

Согласно СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 «Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения», буровую установку следует выбирать с учетом коэффициента безопасности (запаса по тяговому усилию) 1,5-2,5.

Принимаем коэффициент безопасности 1,5.

Для бурения и расширения пилотной скважины и для протаскивания в нее трубопровода необходимо использовать установки горизонтального направленного бурения с тяговым усилием не менее – 75,0 т.с;

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| | | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 17 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

При ведении работ в зимний период, буровую установку и бентонитовый смеситель следует располагать в утепляющем укрытии, обеспечивающем положительную температуру внутри.

7.4 Диаметр, технология расширения и калибровки скважины

В соответствии СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 «Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения» диаметр ствола скважины принимается равным (1,2–1,5) Dн и составляет не менее 984 мм.

Расширение скважины рекомендуется производить путем последовательного протаскивания расширителей Ду: 300 мм, 500 мм, 700 мм, 900мм, 1100мм.

Расширение производится буровой установкой в направлении «на себя», т.е. на буровую установку путем приложения, через колонну буровых штанг, тягового и вращающего усилия. Расширитель протаскивается через ствол скважины, увеличивая при этом диаметр и уплотняя стенки скважины.

Рекомендуется повторное протаскивание расширителя, в случае если в процессе прохода расширителя, на отдельных участках наблюдается значительное увеличение тяговых усилий и вращающего момента.

Окончательное решение по выбору технологии расширения, применяемых расширителей по диаметру, их количеству и последовательности протаскивания принимается подрядчиком по бурению в соответствии с опытом работ и имеющимся оборудованием.

Перед протаскиванием трубопровода рекомендуется произвести калибровку скважины Ø1000 мм путем протаскивания (прохода) через скважину бочкообразного расширителя. Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

7.5 Горизонтальное направленное бурение

Работы по бурению скважины и ее расширению должны производиться в соответствии с ППР.

Бурение пилотной скважины рекомендуется осуществлять при помощи буровой установки класса макси с тяговым усилием 75,0 тс. Окончательное решение о типе и марке бурового комплекса остается за подрядчиком по ГНБ.

Поперечный профиль скважины представляет собой окружность диаметром, равным диаметру последнего протаскиваемого расширителя Ду =1120 мм для футляра Ø530×10 мм.

Для обеспечения непрерывного процесса производства работ необходимо иметь общую длину буровых штанг достаточную для непрерывного процесса по расширению скважины.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 18 |
| | | | | | | | |

Бурение пилотной скважины ведется ориентированным способом, в соответствии с рабочими чертежами и технологической картой разрабатываемой на стадии проекта производства работ.

Диаметр и тип бурового инструмента для бурения пилотной скважины уточняется на стадии разработки ППР.

Перед забуриванием скважины породоразрушающая головка ориентируется в нужном направлении и после каждого наращивания буровой штанги производится контроль траектории ствола скважины. При необходимости производится корректировка параметров искривления в соответствии с проектом.

Фактическая траектория направляющей скважины контролируется во время бурения, путем периодического измерения угла наклона и азимута которыми определяется положение забойного инструмента. Соответствующие измерения производятся зондом, встроенным в управляемую буровую трубу.

За положением буровой головки должен вестись постоянный контроль и оператор буровой установки должен иметь возможность в любой момент откорректировать намечающиеся отклонения. Точность определения положения буровой головки должна составлять ± 10 см по горизонтали и глубине.

При отклонении места выхода скважины свыше допустимых величин составляется акт ее приемки, подписанный комиссией, с указанием ее фактического положения. Дальнейшее проведение работ по ГНБ разрешается после согласования с проектной организацией.

При горизонтальном направленном бурении выработанное поперечное сечение скважины закрепляется только буровым раствором. Прочность стенок скважины носит временный характер. Поэтому работы по расширению скважины необходимо проводить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия штанг на буровой установке и протаскивание трубопровода производить сразу же после завершения расширительных работ.

Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

Расширение и калибровка скважины производится согласно технологической карты, разрабатываемой на стадии проекта производства работ.

7.6 Протаскивание трубопровода

Протаскивание трубопровода осуществляется буровым комплексом втягиванием «на себя» футляра, прикрепленного к колонне буровых штанг. Протаскивание трубопровода осуществляется вытягиванием буровой колонны «на себя», до выхода конца трубопровода на проектную отметку со стороны забуривания буровой установки.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 19 |
| | | | | | | | |

Протаскивание трубопровода в пробуренную и расширенную скважину производить, согласно технологической карте, разрабатываемой на стадии Проекта Производства работ.

Плеть укладывается в створе перехода перед входом в скважину на троллейные подвески ТПП 820, поддерживаемые трубокладчиками.

Протаскивание трубопровода осуществляется после расширения и калибровки свода скважины. Для осуществления протаскивания трубопровод стыкуется с буровой колонной через оголовок, снабженный вертлюгом. Вертлюг исключает вращение трубопровода вместе с буровой колонной и расширителем в процессе протаскивания.

К укладываемому трубопроводу необходимо приварить тяговое устройство. Процесс протягивания трубопровода в пробуренную и расширенную скважину необходимо производить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия буровых штанг.

После протаскивания защитного кожуха необходимо произвести работы по протяжки внутрь его рабочего трубопровода при помощи установки ГНБ. Для сохранности изоляции рабочего трубопровода необходимо устанавливать на него опорно-центрирующие кольца с шагом 2 метра.

7.7 Выбор и приготовление бурового раствора

Для бурения горизонтально-направленных скважин необходимо применять высококачественный бентонит, содержащий в своем составе все необходимые добавки. Буровой раствор выполняет следующие основные функции:

- разрушает породу, очищает забой скважины от разбуренной породы и выносит ее на поверхность;
- удерживает частицы разрушенных или осыпавшихся пород во взвешенном состоянии при прекращении промывки и предотвращает осаждение шлама;
- охлаждает и смазывает трущиеся поверхности долот, забойных двигателей, бурильной колонны, трубопроводов;
- препятствует проявлениям неустойчивости пород стенок скважины;
- передает мощность от насосного агрегата к породоразрушающему инструменту (при бурении забойными двигателями);
- кольматирует поры и трещины в стенках скважины, создает в них непроницаемую корку;
- сохраняет стабильность свойств в процессе бурения.

Применяемый для приготовления бурового раствора бентонит представляет собой пластичную, коллоидную глину, не обладающую опасными характеристиками в отношении воспламеняемости, коррозионности, химической активности.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 20 |

Приготовление бурового раствора ведется в растворяющем узле, входящем в состав бурового комплекса. Буровой раствор приготавливают в бентонитовом смесителе, где техническая вода смешивается с глинопоршком в требуемых пропорциях. Контроль за параметрами бурового раствора осуществляется в процессе бурения, при помощи экспресс-лаборатории.

Качество приготовленного бурового раствора контролируется по следующим свойствам:

- условная вязкость раствора по АНИ, с;
- плотность раствора, г/см³;
- пластическая вязкость, сП;
- ДНС, дПа;
- водоотдача по АНИ, см³/30 мин;
- водородный показатель, рН.

Плотность раствора имеет большое значение при протаскивании колонны (оценка и регулирование архимедовой силы). Кроме того, плотность раствора надо рассматривать во взаимосвязи с его вязкостью (естественное повышение вязкости, как правило, связано с повышением содержания твердой фазы и плотности) и с величиной циркуляционных потерь.

При приготовлении бурового раствора нельзя использовать соленую, жесткую, а также кислотную (рН от 8 до 9,5) воду.

Для приготовления бурового раствора предусматривается использование «одномешкового» глинопоршка (на основе натриевого бентонита) содержащего в своем составе все необходимые добавки. Возможно, применение дополнительно специальных добавок к каждому виду грунта.

Данный бентонит является экологически безопасным. Содержание тяжелых металлов ниже ориентировочных значений предписания об очистке воды, которых следует придерживаться при использовании на сельскохозяйственных площадях. Они также ниже допустимых содержаний тяжелых металлов в культурных почвах и соответствуют среднему допустимому содержанию в естественных глинистых минералах.

Активные соединения, присутствующие в данном бентоните, с точки зрения токсикологии, являются несущественными и допущены даже для приготовления пресной воды. Органические компоненты, добавляемые к бентониту в количестве 0,5%, принципиально допущены в качестве добавок к продуктам питания. Используемый бентонит имеет сертификат, согласно которого его применение и утилизация в земле не представляет риска для окружающей среды.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 21 |
| | | | | | | | |

Выбор режимно-технологических параметров бурения и параметров бурового раствора на различных этапах строительства скважины осуществляется при разработке Проекта Производства работ, исходя из геологического разреза и траектории скважины. Данные режимы выбираются с учетом технологии бурения, используемой конкретным подрядчиком на данном переходе.

Тип специальных добавок, свойства и состав бурового раствора может корректироваться строительной организацией, выполняющей работы по ГНБ, при разработке Проекта Производства работ в зависимости от геологических условий, химического состава воды и других факторов.

Таблица 4 – Основные требования к качеству бурового раствора

| Наименование параметров | Диапазон изменения технологических параметров |
|---|---|
| Плотность, кг/м ³ | 1010 - 1100 |
| Условная вязкость (по Маршу), не менее | 40 – 80 |
| Фильтрация бурового раствора, см ³ /30 мин | не более 15 |
| Выносная способность (ДНС), дПа; | 50 – 75 |
| Содержание абразивных частиц, % | Не более 1 |
| Водородный показатель, (рН) | 7 – 9 |

Окончательное количество компонентов бурового раствора уточняется при производстве работ.

7.8 Размещение выбуренной породы

В процессе бурения и расширения скважины происходит выход отработанного бурового раствора и выбуренной породы по обе стороны скважины. Выбуренный грунт из входных приемков отводится в амбары шламоприемники. Остатки бентонитового раствора и выбуренной породы, образовавшиеся при буровых работах и представленные бентонитовым раствором с частицами грунта, поступают в амбары шламоприемники.

Строительство амбаров (шламонакопители) осуществляется с помощью экскаватора или бульдозера и включает в себя следующие работы: копка земляных амбаров и желобов для движения жидкостей от скважины к амбарам и между амбарами; строительство обваловки из минерального грунта высотой не менее 0,5 м и ограждения. По периметру амбаров устанавливаются предупредительные ленточные ограждения.

Сбор и транспортировка отработанного бурового раствора осуществляется при помощи вакуумной машины типа илосос на всем периоде строительства. По мере заполнения которых

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 22 |

вывозится на полигон захоронения отходов бурения. После окончания работ амбары необходимо засыпать грунтом с проведением технической и биологической рекультивации.

В случаи возникновения утечек бурового раствора в иных местах, чем точки входа и выхода, необходимо принимать незамедлительные меры по сбору и утилизации бурового раствора, согласно мероприятиям по ликвидации грифонов.

В целях предупреждения чрезвычайных ситуаций не рекомендуется использовать регенерируемый буровой раствор, поэтому проектом не предусматривается регенерация бурового раствора.

Отвод отработанного бурового раствора с выбуренной породой из входного/выходного приемка должен осуществляться в амбары (шламоприемник) самотеком, по разработанным отводным канавам. При заиливании отводных канав или намерзании верхнего слоя (при работе в зимних условиях) необходимо периодически прочищать канавы с помощью экскаватора. При невозможности обеспечения отвода из приемка в амбары (шламоприемник) самотеком необходимо: жидкую фракцию отработанной породы перекачать с помощью шламовых насосов. Более вязкую часть и твердую фракцию, в т.ч. замерзший бентонит с породой необходимо перемещать экскаватором в амбары (шламоприемники) или погружать в автосамосвалы с закрывающимся задним бортом и вывозить.

Для этих целей необходимо круглосуточное нахождение экскаватора (на монтажных площадках).

7.9 Мероприятия по предупреждению осложнений при проведении буровых работ

Наиболее вероятным осложнением при бурении скважины с применением бентонитового раствора могут быть обвалы стенок скважины и большое поглощение бурового раствора при проходке песчаных или других грунтов с высокой проницаемостью.

Бентонитовая технология, путем подбора плотности бентонитового раствора в зависимости от характера разбуриваемых грунтов, обеспечивает кольматирование стенок скважины с образованием глинистой корки, которая удерживает стенки скважины от обрушения и значительно снижает проницаемость пород, в то же время работы по расширению скважины проводятся непрерывно и протаскивание трубопровода производится сразу же после завершения расширительных работ. Корректировка проектных решений в плане выбора породоразрушающих инструментов и компонентного состава бурового раствора также может являться мероприятием по снижению риска возникновения аварийных ситуаций

Возможные аварийные ситуации при бурении скважины:

- увеличение толкающих усилий и «прихват» буровой колонны пилотных или промывочных штанг при бурении пилотной скважины;

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

- заклинивание расширителя в процессе расширения скважины;
- увеличение тяговых усилий свыше расчетных и допустимых, при протаскивании трубопровода в скважину.

Мероприятием по освобождению буровой колонны пилотных штанг от заклинивания является пропуск колонны промывочных (обсадных) труб в скважину поверх пилотной колонны. При прихвате промывочных штанг необходимо проводить их расхаживание с дополнительной промывкой скважины путем подачи бурового раствора.

При возникновении опасности прихвата или заклинивания инструмента, при сбоях в работе навигационной системы, или при прочих факторах, не позволяющих бурить пилотную скважину по заданной траектории, необходимо использовать второй буровой комплекс или перебазировать существующий буровой комплекс на противоположенную сторону для бурения скважины навстречу друг другу.

Мероприятия по освобождению бурового инструмента (главным образом расширителей) от заклинивания могут быть разнообразными в зависимости от конкретной возникшей ситуации.

Обрыв штанги во время расширения скважины ликвидируется при помощи обсадной трубы, ловильного инструмента и захватывающего устройства.

В случае неудачного применения данной технологии и при условии нахождения места обрыва штанги на относительно небольшой глубине (до 3-6 м) и небольшого расстояния от точек входа и выхода скважины (20-50 м) возможно применение способа разработки котлована над местом обрыва для непосредственного соединения двух частей буровой колонны или инструмента.

При ликвидации вышеназванных ситуаций может потребоваться перебазировка буровой установки на противоположную сторону преграды, в зависимости от места обрыва штанг (до расширителя или после). В этом случае буровой комплекс монтируется на противоположной стороне, аналогично схеме расположения оборудования согласно стройгенплана.

В случаи невозможности продолжения бурения пилотной скважины по проектному профилю пространственное положение оси скважины может быть изменено. Незначительное исправление ведется в обход препятствия без извлечения буровой колонны. Также возможно производить заново бурение в новом створе, при обязательном согласовании с проектным институтом. В случаи увеличения длины скважины должен быть решен вопрос об удлинении протаскиваемого трубопровода на необходимую величину. В любом из перечисленных случаев профиль скважины должен отвечать требованиям нормативно-технической документации по ГНБ.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 24 |

Решения замены одного типа бурового инструмента на другой принимаются подрядчиком по горизонтально-направленному бурению в зависимости от возникающих проблем с разработкой грунтовой породы. Тот или иной тип бурового инструмента должен быть выбран до начала бурения, после изучения геологии в месте прохождения скважины.

Увеличение тяговых усилий в процессе протаскивания трубопровода может быть вызвано ростом местных сопротивлений, причиной которых являются:

- неточная высота подъема трубопровода на входе в скважину, вследствие чего изменяется угол входа трубопровода и увеличивается трение поверхности трубы о стенку скважины на начальном участке протаскивания;
- плохо подготовленная к протаскиванию скважина (недостаточное расширение, заиливание, плохая промывка разбуренной породы);
- заклинивание трубопровода в результате обрушения стенок скважины.

Плохое качество промывки скважины и большое усилие при протаскивании последнего расширителя являются предпосылкой для прохода дополнительного расширителя. Для увеличения тяговой способности буровой установки в аварийных ситуациях может применяться вспомогательная лебедка или силовые гидроцилиндры.

7.10 Мероприятия по предупреждению грифонов

В случаи возникновения утечек бурового раствора при производстве работ по ГНБ в иных местах, чем точки входа и выхода, необходимо принимать незамедлительные меры по сбору и утилизации бурового раствора. Сбор вышедшего на поверхность бурового раствора (грифоны) производится с помощью шламовых насосов с закачкой их в автоцистерны и последующим вывозом в места сбора или для регенерации и дальнейшего использования в бурении.

Мероприятия по локализации грифонов:

- необходимо предусмотреть запас грунта для использования при локализации выходящего из грифонов бурового раствора;
- при появлении грифонов выполнить их обвалование с использованием естественных понижений рельефа местности с помощью экскаватора или бульдозера;
- произвести откачку аккумулированного бурового раствора из зоны разлива в существующие амбары шламоприемники с помощью шламовых и резинотканевых рукавов;
- при невозможности перекачки бурового раствора шламовыми насосами организовать погрузку бурового раствора экскаватором в автотранспорт.

В любом случаи, при появлении грифонов рекомендуется снизить расход бурового раствора до минимального, одновременно повысив вязкоупругие свойства бурового раствора.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 25 |

Проработать интервал поглощения (прорыва) полученным вязкоупругим составом с минимальной скоростью движения инструмента для обеспечения условий зашламования зоны поглощения (прорыва) бурового раствора. При выполнении операции расширения интервал осложнений пройти при скорости не более 10 м/час. После проработки интервала, для упрочнения зашламованной зоны, осуществить выдерживание бурового раствора в зоне прорыва в течение 2-10 часов.

Необходимо на весь период производства работ методом ГНБ предусмотреть наличие экскаватора и бульдозера для ликвидации грифонов.

Устройство монтажных площадок

Для выполнения работ по ГНБ производится устройство технологических монтажных площадок, в том числе:

Площадка №1. Площадка размещения буровой установки и вспомогательного технологического оборудования. Ориентировочные размеры – 60,0x45,0м;

Площадка №2. Площадка обустройства места выхода скважины, подготовки трубопровода к протаскиванию. Ориентировочные размеры – 60,0x45,0м;

Площадка №3. Площадка для монтажа и сварки рабочего трубопровода и кожуха, испытания, контроля и изоляции стыков, подготовка кожуха к протаскиванию в скважине, подготовка трубопровода к протаскиванию в кожух. Ориентировочные размеры – 540,0x18,0м;

При подготовке монтажных площадок производятся следующие работы:

- расчистка от кустарника и снега;
- вертикальная и горизонтальная планировка;
- разработка входного приямка, приемного котлована, траншея для подачи трубы.

По периметру котлованов поставить ограждения и знаки.

Монтажная площадка №1. Площадка буровой установки и вспомогательного технологического оборудования. На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- установка горизонтального направленного бурения (в зимний период строительства в утепляющем укрытии);
- установки по приготовлению бурового раствора (в зимний период строительства в утепляющем укрытии);
- насосная станция;
- электростанции;
- склады бентонита, бурового инструмента, пиломатериалов и прочее;
- стеллажи с буровыми штангами;

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист | |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | 26 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | | |

- бытовые помещения (вагончики, прорабская);
- слесарная мастерская;
- осветительные мачты с прожекторами;
- площадка для стоянки автотранспорта;

Монтажная площадка №2. Площадка обустройства места выхода скважины, подготовки трубопровода к протаскиванию. На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- устройство для навинчивания буровых штанг на хвостовую часть расширителей на базе автомобиля с манипулятором или трубоукладчик;
- площадка для стоянки автотранспорта;
- бытовой вагончик;
- осветительные мачты с прожекторами.
- передвижные сварочные посты, кран-трубоукладчик.

Монтажная площадка №3. Площадка для сварки кожуха и рабочего трубопровода, испытания, контроля и изоляции стыков, подготовки трубопровода к протаскиванию. На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- опоры для монтажа дюкера трубопровода (инвентарные лежки);
- передвижные сварочные посты, краны-манипуляторы.

На начальной стадии устройства монтажных площадок производится планировка территории монтажных площадок с подсыпкой низменных участков перемещаемым грунтом, срезкой бугров.

Укладка производится на спланированное основание при помощи автокрана.

Для работы в темное время суток площадки освещаются прожекторами, установленными на мачтах. Электромонтаж освещения производится согласно ППР.

Разработка входных приемков производится непосредственно перед началом работ. Разработка приемков и траншей производится экскаватором. По периметру траншей, канав и приемков, а также по бровкам оврагов устанавливаются предупредительные ленточные ограждения по стойкам из арматуры.

Схема обустройства монтажных площадок, расположение бурового комплекса и технологического оборудования уточняется на стадии ППР под конкретное буровое оборудование.

Буровая установка устанавливается и якорится в створе перехода на расстоянии 2-5 м от точки входа бура. Вокруг буровой установки размещается и монтируется оборудование для приготовления бурового раствора, стеллажи со штангами, размещаются бытовые вагончики,

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 27 |

мастерская и т.д. На площадку производится завоз и складирование оборудования и материалов.

При наличии, на месте производства работ и по трассе подъездных дорог, подземных коммуникаций производится устройство переездов через них.

Амбары (шламоприемники) располагаются на монтажных площадках, точное расположение и технология их устройства уточняется на стадии разработки ППР.

Объем амбаров на МП должен составлять 15-60 % от всего объема бурового раствора.

Размер площади отводимого для амбара на МП1 составляет: 25,0x12,0м.

Объем амбара на МП1 составляет $25,0 \times 12,0 \times 2,0 = 600,0$ м³.

Размер площади отводимого для амбара на МП2 составляет 30,0x15,0м.

Объем амбара на МП2 составляет $30,0 \times 15,0 \times 2,0 = 900,0$ м³

После окончания работ, при необходимости, на монтажных площадках проводится техническая рекультивация нарушенных земель с последующей биологической рекультивацией с посевом трав.

7.11 Система Электроснабжения

7.12 Результат расчёта промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость

Для подбора толщины стенки был произведен расчет на прочность и устойчивость нефтегазопровода в программе СТАРТ-ПРОФ.

Для промышленных нефтегазопроводов (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета ГОСТ Р 55990-2014.

Скорость коррозии промышленных высоконапорных водоводов и нефтегазопроводов не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 6

Таблица 6 – Результаты расчета на прочность промышленных нефтесборных коллекторов

| Диаметр трубопровода, мм | Давление, МПа | Коэффициент условий работы трубопровода, Ус | Коэффициент надежности по материалу, Ум | Коэффициент надежности по назначению трубопровода, Уп | Коэффициент надежности по нагрузке, УГ | Коэффициент несущей способности труб, П | Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R, МПа | Расчетная толщина стенки, мм | Прибавка на коррозию, с2, мм | Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм | Отбраковочная толщина стенки, мм | Принятая толщина стенки, мм | Расчётный срок службы трубопровода, лет |
|--------------------------|---------------|---|---|---|--|---|---|------------------------------|------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------------|---|
| 325 | 4,0 | 0,75 | 1,47 | 1,00 | 1,2 | 1 | 236,67 | 4,0 | 2,00 | 6,0 | 4,0 | 10,0 | 60 |

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист

28

Назначенный срок службы нефтесборных коллекторов составляет 20 лет, что соответствует требованиям задания на проектирование.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|--------|------|--------|-------------------------|-------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | | 29 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | | Подп. |

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

| Машины и механизмы | Марка | Количество |
|---------------------------------|---|------------|
| Трелевочный трактор | ТТ-4М | 2 |
| Корчеватель-собиратель | на тракторе Т-100 | 2 |
| Экскаватор | ЕТ-14; ковш 0,65 м ³ | 3 |
| Экскаватор | Komatsu PC-220; ковш 1,0 м ³ | 2 |
| Бульдозер | Т-9.01Я | 3 |
| Бульдозер | CaterpillarD6H | 1 |
| Автомобильный кран | КС-35714-2; г/п. 17 т | 2 |
| Автомобильный кран | МА35334; г/п. 10 т | 1 |
| Трубоукладчик | ТГ-61 | 6 |
| Трубоукладчик | ТО 1224; 176 кВт | 2 |
| Бурильно-крановая машина | БКМ-305А на базе трактора ДТ-75 ДС2 | 1 |
| Бурильно-крановая машина | на базе КАМАЗ 4326 | 1 |
| Буровая установка ГНБ | UNI 100x120; 275 кВт | 1 |
| Сваебойная установка | СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1 | 1 |
| Агрегат сварочный | АДД-2x2502 | 3 |
| Агрегат сварочный | АДД-4004; 37 кВт | 1 |
| Насосно-смесительный узел | Перформикс 24 | 4 |
| Илососная машина | КО-507А; КАМАЗ-65115 | 1 |
| Тягач седельный с манипулятором | КАМАЗ 44108 | 2 |

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Продолжение таблицы 6

| Машины и механизмы | Марка | Количество |
|--|-----------------------------------|------------|
| Переносной труборез | ТО-170; 1,2 кВт | 1 |
| Пневмотрамбовка | ТР-4 | 2 |
| Передвижная электростанция | АД30С-Т400-Р | 2 |
| Передвижная электростанция | Атлас Копко, 260 кВт | 2 |
| Трубовоз | ПВ-96, тягач КАМАЗ-4310 | 2 |
| Автомобиль бортовой | КАМАЗ-43118 | 4 |
| Автомобиль самосвал | КАМАЗ-65115 | 4 |
| Тягач прицепа тяжеловоза | МЗКТ-7429; 346(470) кВт(л.с.) | 1 |
| Прицеп-тяжеловоз | ЧМЗАП-9990; г/п. 60 т | 1 |
| Дизельная компрессорная станция | ЗИФ-ПВ-6/0,7 | 1 |
| Топливозаправщик | АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40 | 1 |
| Установка для продавливания | УБПТ-400-Д-70-7 | 1 |
| Автоцистерна | Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557 | 2 |
| Лаборатория контроля качества трубопроводов | на базе УРАЛ 4320-40 | 2 |
| Наполнительно-опрессовочный агрегат | АНО 161 | 1 |
| Компрессорная установка | СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118 | 1 |
| Вахтовая автомашина | Урал 4320-40, вместимость 30 чел. | 1 |
| Агрегат для сбора нефти | АКН-100Д, на шасси КАМАЗ-43118 | 1 |
| Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций. | | |

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

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 цилиндров теплоизоляционных из минеральной ваты на синтетическом связующем.

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 на основе минеральной ваты.

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

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

| | | | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инов. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

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

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будут осуществляться персоналом, обслуживающим транспортную сеть существующего промысла. Дополнительного персонала для обслуживания трубопроводов 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 трубопроводов должна быть обеспечена их работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

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

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов, обязаны знать трассы, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемых трубопроводах.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|-------------------------|------|----|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист | |
| | | | | | | | | 33 |
| | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | |

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

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами: приказом №534 от 15.12.2020 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» и СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»

Основным направлением работ по охране труда является планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагаются на руководителей этих подразделений.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, обеспечение рабочих по профессиям и видам работ инструкциями, а рабочие места - необходимыми плакатами.

Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться один раз в три года, а также при введении новых правил и норм, типовых инструкций, новых технологических процессов, установок, машин и аппаратов.

Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Организация работ по охране труда и контроль за состоянием проектируемых трубопроводов осуществляются работниками службы охраны труда и техники безопасности НГДУ.

При организации и производстве работ должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист 34 |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------------|

Все работники обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов, утечке транспортируемого продукта, нарушениях правил техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Работники должны быть обеспечены, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами.

Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР подвергаются осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями категорически запрещается.

Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Рабочие должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих на производстве проводится по разработанным и утвержденным программам. Программы должны периодически, не реже одного раза в 3 года, пересматриваться и заново утверждаться.

По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к работе знания вновь поступившего или переведенного рабочего или ИТР должны быть проверены квалификационной комиссией, назначенной приказом по объединению или управлению.

Результаты проверки знаний должны оформляться протоколом. Каждому работнику, выдержавшему испытание, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право на эксплуатацию сооружений и оборудования и устанавливающее квалификационную группу работника.

Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно в том же порядке, как при проведении первичной проверки знаний.

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| | | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 35 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

- при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;
- при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;
- в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии;
- по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;
- по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;
- при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

Работники, обслуживающие трубопроводы, должны пройти инструктажи по правилам безопасности:

а) вводный инструктаж, проводимый со всеми поступающими на предприятие рабочими и служащими независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии или должности, а также с работниками, командированными для работы на данном предприятии, учащимися, студентами и другими лицами, допускаемыми на территорию предприятия или в производственные цеха для проведения работ;

б) инструктажи на рабочем месте:

- первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением - перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;
- периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности - через 3 месяца, для ИТР - не реже чем через 2 года;
- внеочередной (внеплановый), вызванный производственной необходимостью - при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;
- если на участке произошел несчастный случай или отказ;
- при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;
- если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|--------|------|--------|-------------------------|-------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | | 36 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | | Подп. |

– разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов - перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

За состоянием условий труда на объектах промышленного сбора и транспорта нефти, газа и воды должен быть организован ведомственный контроль, осуществляемый непосредственными руководителями работ и организаторами производства.

Должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией последних перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

На выполнение работ повышенной опасности оформляется наряд-допуск в двух экземплярах и хранится в течение одного года у руководителя работ и руководителя, разрешившего работы.

Не допускается курение и разведение огня в вырытых траншеях и котлованах.

Запрещается пребывание людей в кузовах автомобилей, на площадках прицепов и саней, нагруженных негабаритными грузами, трубами, бревнами, пылящими, ядовитыми и горючими материалами, а также на грузах, транспортируемых волоком.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

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

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

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".

12.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

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

- узел береговой задвижки (правый берег);
- 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;

| | | | | | | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------|--------------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
| Взам. инв. № | | Подп. и дата | | Инв. № подл. | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | 38 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | | | |

- контроль загазованности на узле береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H2S) на высоте 1 м от земли;

- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м3 H2S). 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 H2S) на высоте 1 м от земли;

- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м3 H2S). 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.).

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

12.2 Телемеханизация нефтесборного коллектора

Система производит съём 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 съём 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.

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.

| | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|--------|------|--------|-------|------|------|----|
| Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист | |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | | 40 |
| | | | Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

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.

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.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 41 |

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;
- 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;

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--|-------------------------|------|
| Инд. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | | 42 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | |

– 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 |
| УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег) | | | |
| Давление линейное | x | x | - |
| Давление в защитном кожухе | x | x | - |
| 1,2 порог (авария) загазованности H ₂ 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 | - | - |

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист 43 |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------------|

| | | | |
|---|---|---|---|
| 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 ₂ S (обобщенный сигнал) | - | x | - |
| Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность) | - | x | x |

12.3 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;

- пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия.

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

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

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

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

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист
44

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.

Электропитание средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электропитания. 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 мм². 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, 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.

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

| | | | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|-------------------------|------------|
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист 45 |
| | | | | | | | |

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, коробка 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 |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | |

13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Проектируемый объект не относится к объектам транспортной инфраструктуры, в связи с чем разработка мероприятий по обеспечению транспортной безопасности не требуется.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|-------------------------|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 47 |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | |

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

Назначение ремонтного хозяйства предприятия заключается в своевременном и в полном объеме удовлетворение потребностей производственных подразделений предприятия в техническом обслуживании и ремонте оборудования с минимальными затратами.

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

патрулирование трасс трубопроводов – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов, безопасности окружающей среды;

регулярные осмотры и обследования всех участков трубопроводов с применением технических средств с целью определения их технического состояния;

мероприятия по тщательному осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации не реже одного раза в три месяца.

На действующем промысле имеется сложившаяся структура ремонтной базы, со всем необходимым оснащением

Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|-------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | |

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

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

В целях недопущения влияния процессов пучения при прокладке в пучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания проектом предусмотрена подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи и присыпка трубопроводов мягким грунтом на толщину 20 см.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

Библиография

| | |
|---------------------------------|---|
| 116-ФЗ от 21.07.1997 | О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с Изменениями на 11 июля 2021г) |
| 184-ФЗ от 27.12.2002 | О техническом регулировании (с Изменениями на 2 июля 2021г) |
| 384-ФЗ от 30.12.2009 | Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с Изменениями на 2 июля 2013г) |
| 123-ФЗ от 22.07.2008 | Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 14 июля 2022 года) |
| Постановление №87 от 16.02.2008 | Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с Изменениями на 27 мая 2022г) |
| ГОСТ Р 51164-98 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии |
| ГОСТ Р 21.101-2020 | Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации |
| ГОСТ 2.105-95 | Общие требования к текстовым документам |
| ГОСТ 7512-82 | Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод |
| ГОСТ 23740-2016 | Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ |
| ГОСТ 25100-2020 | Грунты. Классификация |
| ГОСТ 9.602-2016 | Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии |
| ГОСТ 27751-2014 | Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования |
| ГОСТ 15150-69 | Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5) |
| ГОСТ 12.4.009-83 | Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и |

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--|-------------------------|------|
| Изн. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | | 50 | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | |

| | |
|---------------------|---|
| | обслуживание (с Изменением N 1) |
| ГОСТ 2.301-86 | Единая система конструкторской документации. Форматы |
| ГОСТ 10434-82 | Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования |
| ГОСТ Р 55990-2014 | Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования |
| СП 284.1325800.2016 | Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. |
| СП 11-105-97 | Инженерно-геологические изыскания для строительства |
| СП 50-102-2003 | Проектирование и устройство свайных фундаментов |
| СП 53-101-98 | Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций |
| СП 14.13330.2018 | Строительство в сейсмических районах (с Изменениями N 2, 3) |
| СП 16.13330.2017 | Стальные конструкции (с Поправками, с Изменениями N 1, 2, 3, 4) (Актуализированная версия СНиП II-23-81*) |
| СП 20.13330.2016 | Нагрузки и воздействия. (Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85*) (с Изменениями N 1, 2, 3, 4) |
| СП 24.13330.2011 | Свайные фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85) |
| СП 28.13330.2017 | Защита строительных конструкций от коррозии (Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85) (с Изменениями N 1, 2, 3) |
| СП 45.13330.2017 | Земляные сооружения, основания и фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87) (с Изменениями N 1, 2, 3) |
| СП 36.13330.2012 | Магистральные трубопроводы (с Изменениями N 1, 2, 3,4) |
| СП 50.13330.2012 | Тепловая защита зданий (с Изменениями N 1, 2) |
| СП 131.13330.2020 | Строительная климатология |
| ГОСТ 32569-2013 | Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и |

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

| | | | | | |
|--|--|--|--|--|---|
| | | | | | химически опасных производствах |
| | | | | | СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий |
| | | | | | СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства |
| | | | | | ВСН 005-88 Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация |
| | | | | | ВСН 009-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты |
| | | | | | ВСН 011-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание |
| | | | | | ВСН 015-89 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи |
| | | | | | ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности |
| | | | | | ПУЭ Правила устройства электроустановок |
| | | | | | СТП 01-007-97 Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтедобычи |
| | | | | | ТУ-газ-86 Требования к установке сигнализаторов и нефтеанализаторов |
| | | | | | СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. |
| | | | | | СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных нефтепроводов. Часть 1 |
| | | | | | РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений |
| | | | | | СО 153-34.21.122 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций |
| | | | | | Серия 08 вып.19 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» |
| | | | | | 28-02-НИПИ/2022-ИГДИ1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации |

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

| | |
|----------------------|---|
| 28-02-НИПИ/2022-ИГИ1 | Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации |
| 28-02-НИГШ/22-ИГМИ | Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации |
| 28-02-НИПИ/2022-ИЭИ1 | Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации |

| | | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------|-------|------|----|-------------------------|------|
| Инва. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Т | Лист |
| | | | | | | 53 | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | |

Ведомость документов графической части

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|--------------------------|--|------------|
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г2 | Схема линейного объекта | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г3 | Узел подключения от временной камеры пуска | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г4 | Точка входа кожуха в грунт | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г5 | Узел подключения от временной камеры приема | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г6 | Точка входа кожуха в грунт на существующем участке | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г7 | Точка выхода кожуха на поверхность на существующем участке | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г8 | Конструкция подземного защитного кожуха Ду500 | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г9 | Опора под клиновую задвижку. | 1 лист |
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г10 | Опознавательный знак. | 1 лист |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

Согласовано

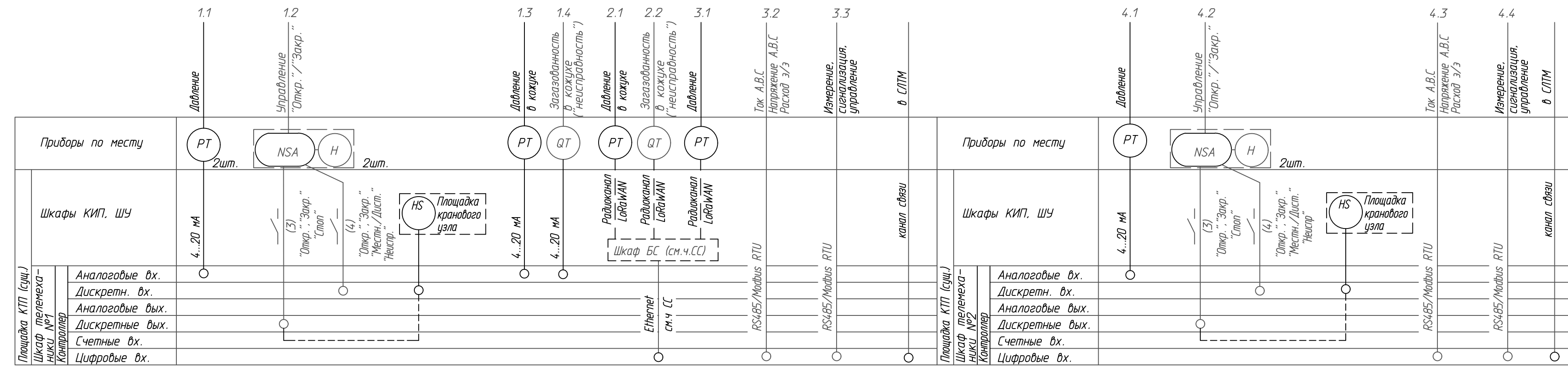
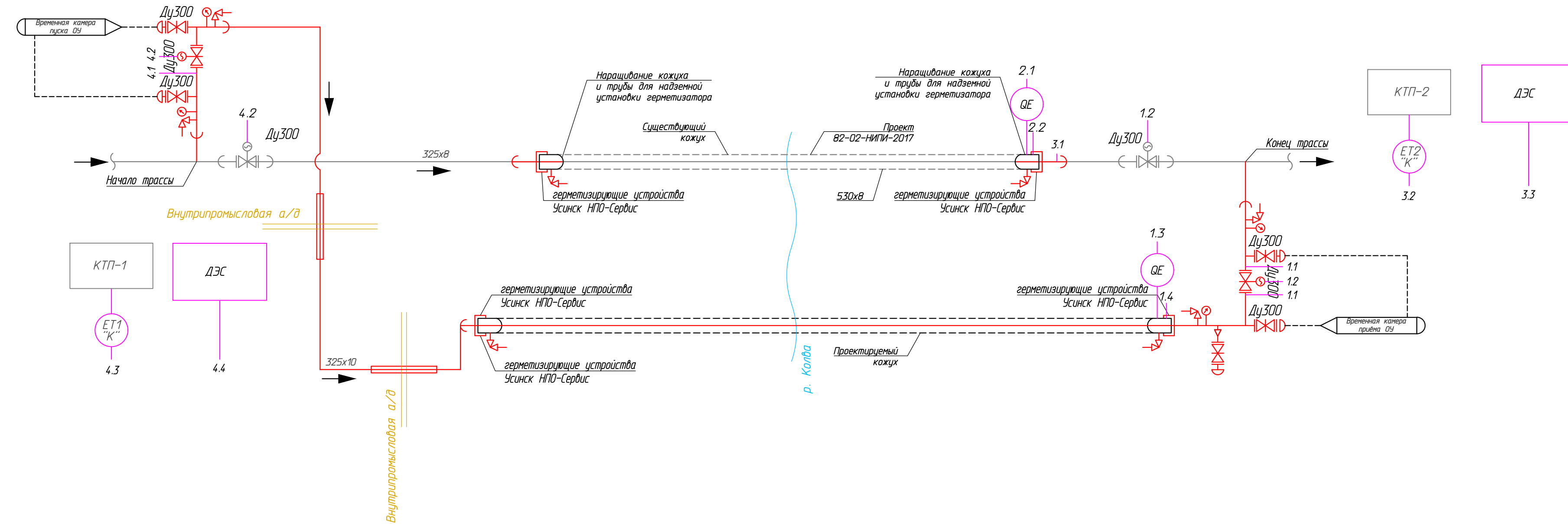
Взам. инв. №

Подпись и дата

| Изм. | Кол.уч. | Лист | Док. | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------|------|---------|-------|
| Разраб. | Кусова | | | | 12.22 |
| Проверил | Новоселова | | | | 12.22 |
| Н. контр. | Салдаева | | | | 12.22 |

| | | | | | |
|---|--|------|--------|------------------------------|--|
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г1 | | | | | |
| <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> | | | | | |
| | Стадия | Лист | Листов | | |
| | П | | 1 | | |
| | Ведомость документов графической части | | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" | |

Схема линейного объекта



Условные обозначения

| Обозначение | Наименование |
|-------------|---|
| | Нефтедоборный 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.

| | | | | | | | | |
|-----------|-----------|-----------|-------|-------|------|---|------|------------------------------|
| | | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2 | | |
| | | | | | | "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 | Стадия | Лист | Листов |
| Разраб. | Нач. отд. | Нобселова | | | | П | | 1 |
| Н. контр. | Салдаева | | | | | Схема линейного объекта | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |

Узел подключения от временной камеры пуска

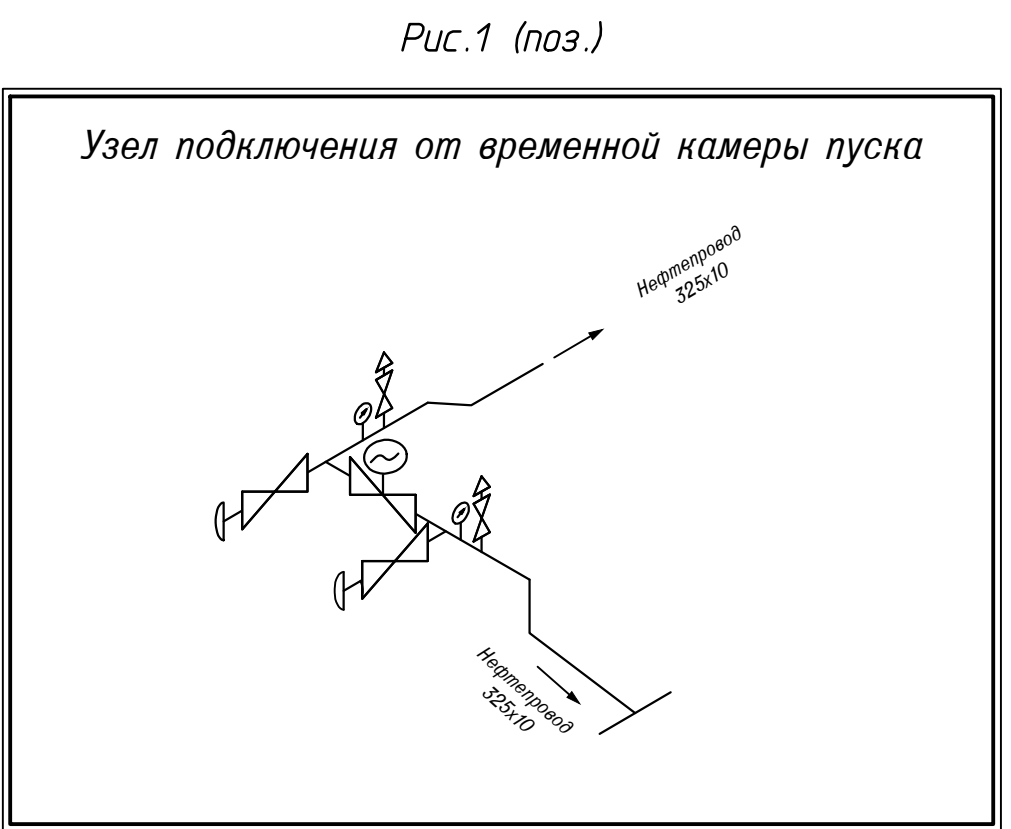
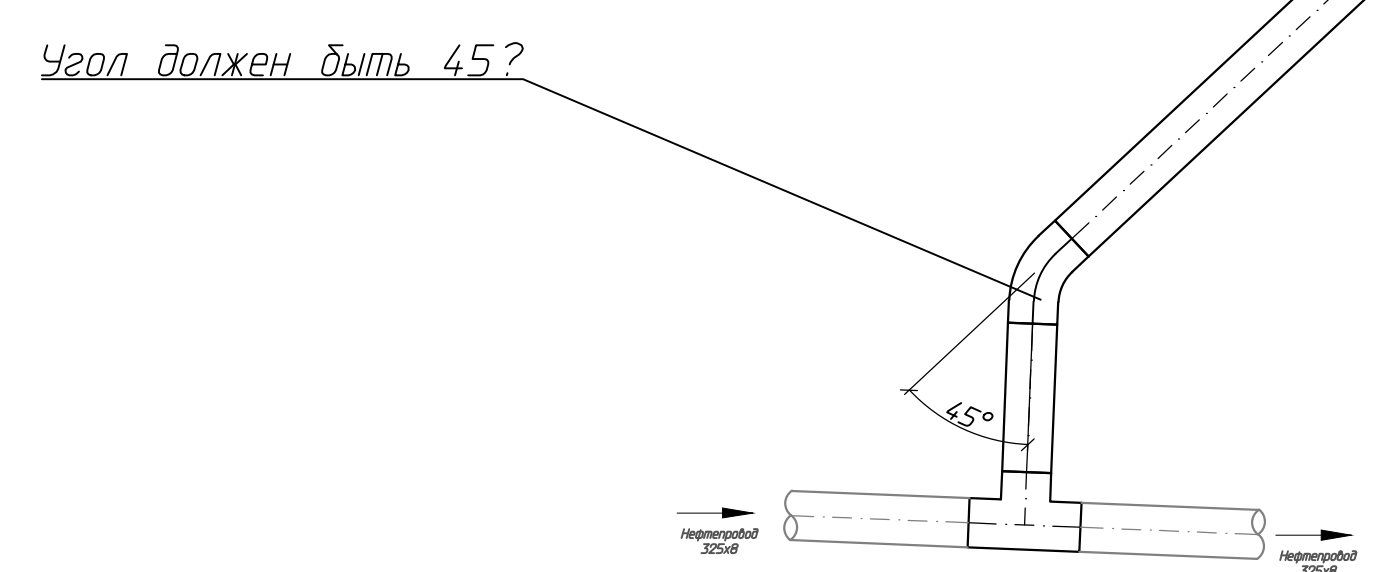
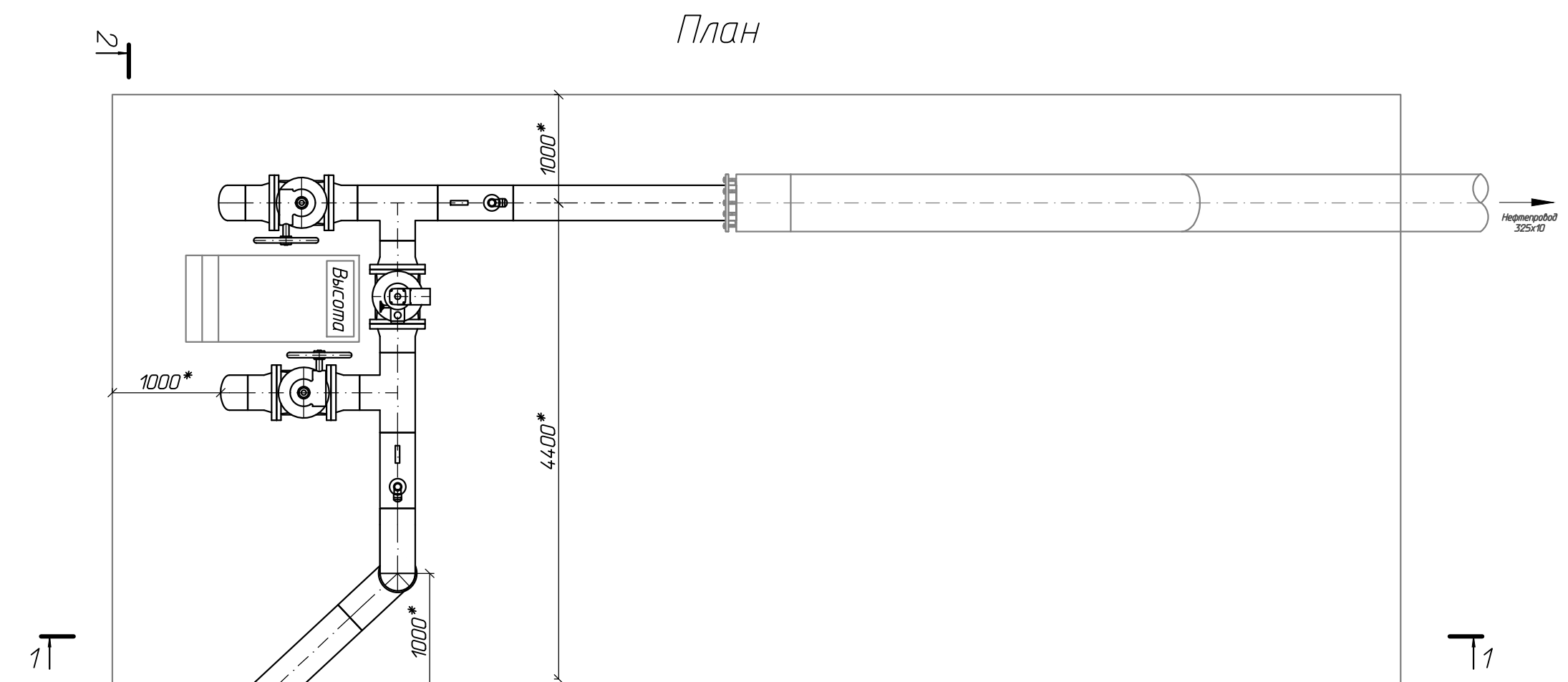
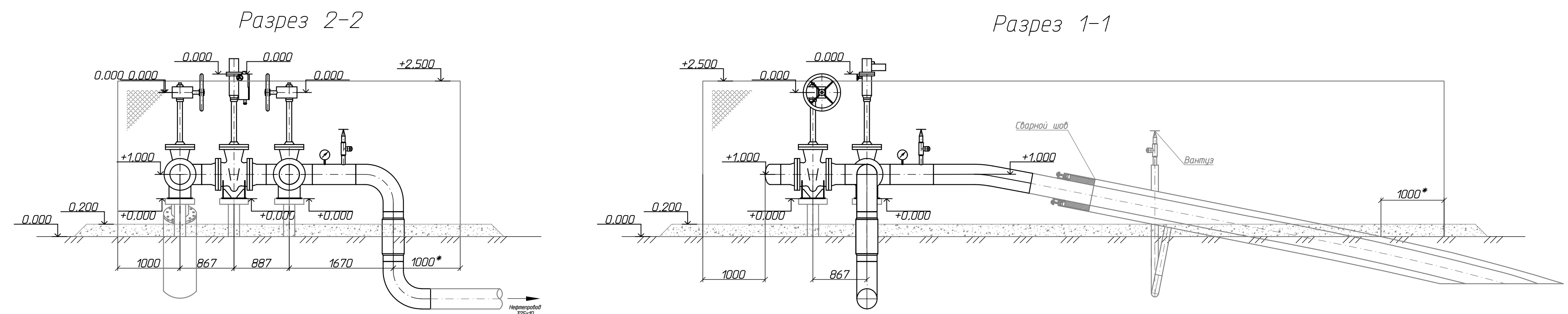


Рис.1 (поз.)

1. Узел подключения от временной камеры пуска расположен на проектируемой резервной нитке дожержного перехода межрайонного нефтепровода УПН "Баяндская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса".
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАП-МВО.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 28-02-2НИПИ/2022-
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетатного UF-принтера.

| | | | | | | | | |
|-----------|------------|------|------|---------|-------|---|------|--------|
| | | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г3 | | |
| | | | | | | "Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН "Баяндская" 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 | Стация | Лист | Листов |
| | | | | | 12.22 | П | | 1 |
| Проверил | Нобаселова | | | | 12.22 | | | |
| Н. контр. | Салдаева | | | | 12.22 | | | |
| | | | | | | Узел подключения от временной камеры пуска План. Разрез 1-1, Разрез 2-2 | | |
| | | | | | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" | | |

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

Точка входа кожуха в грунт

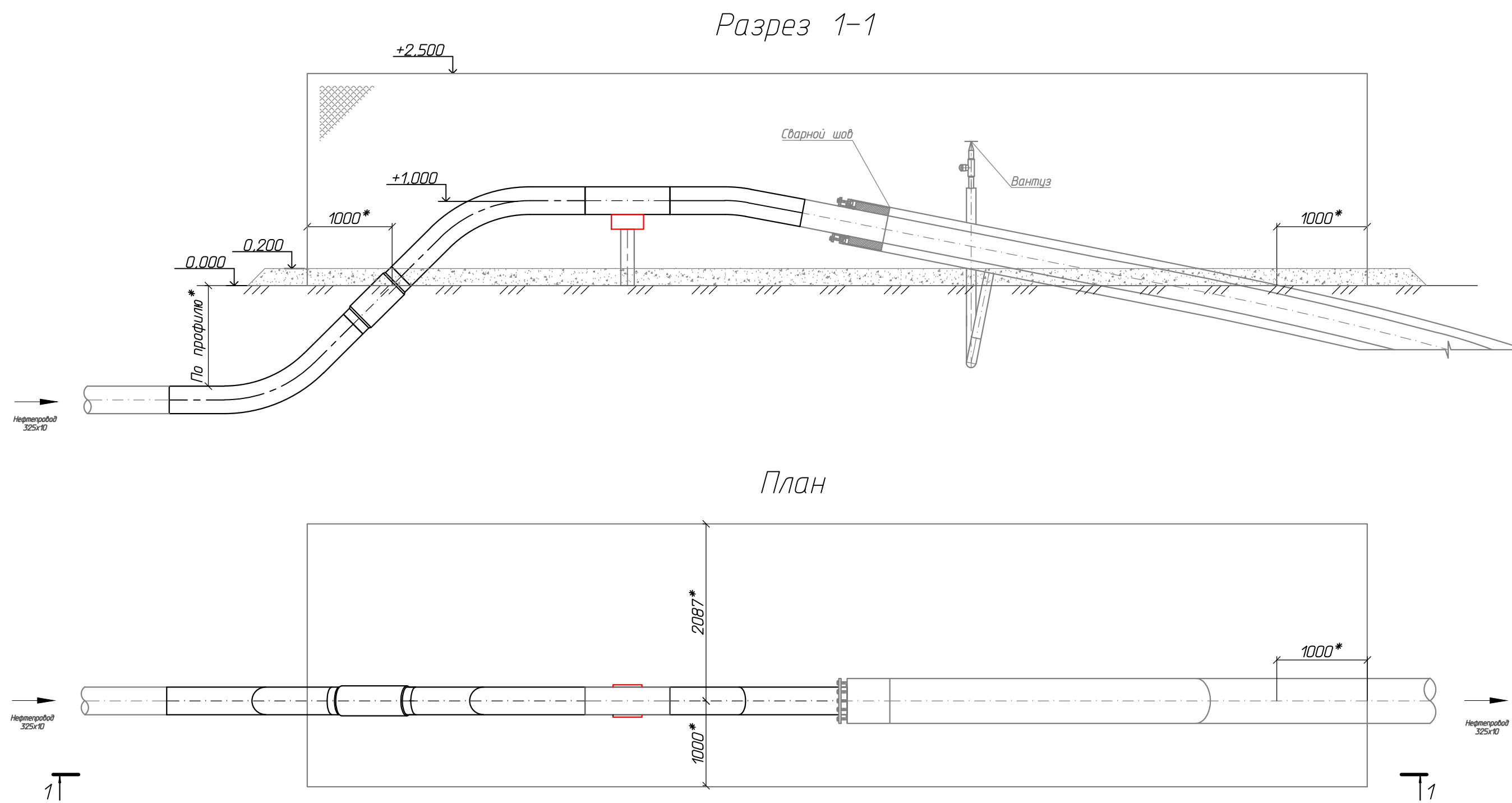
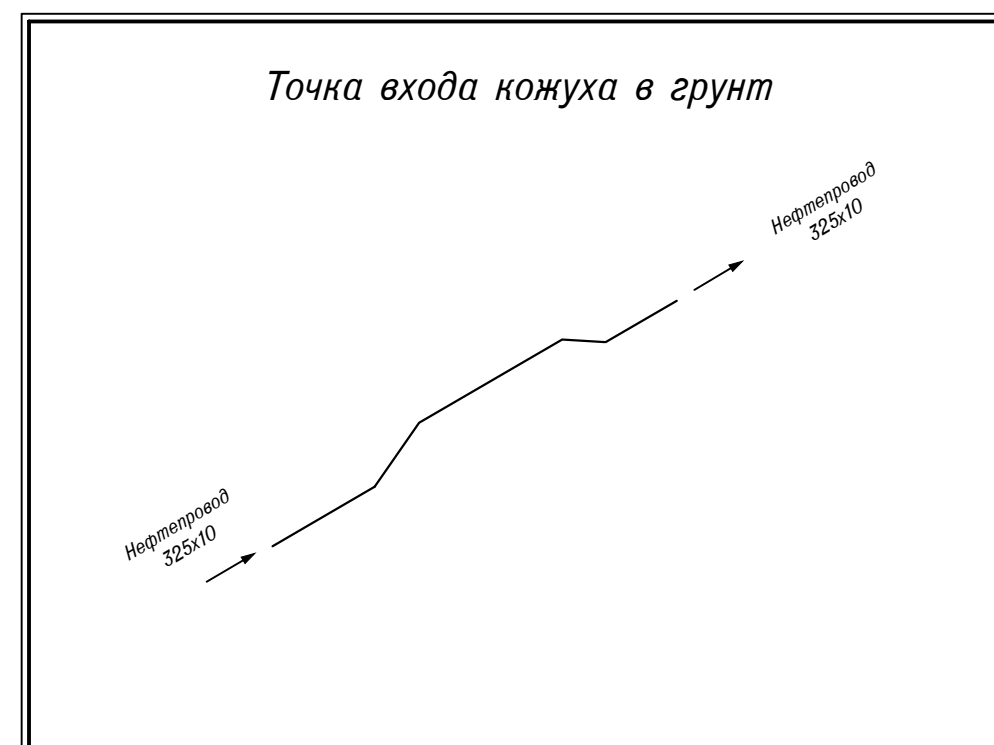


Рис.1 (поз.)

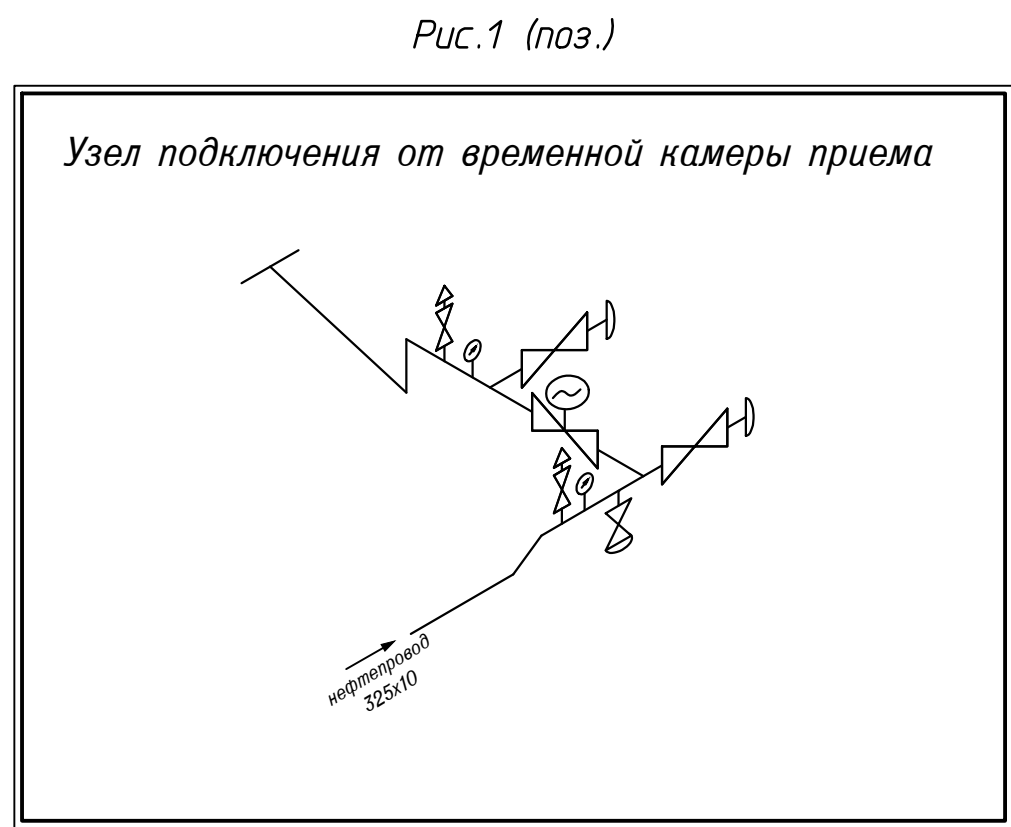
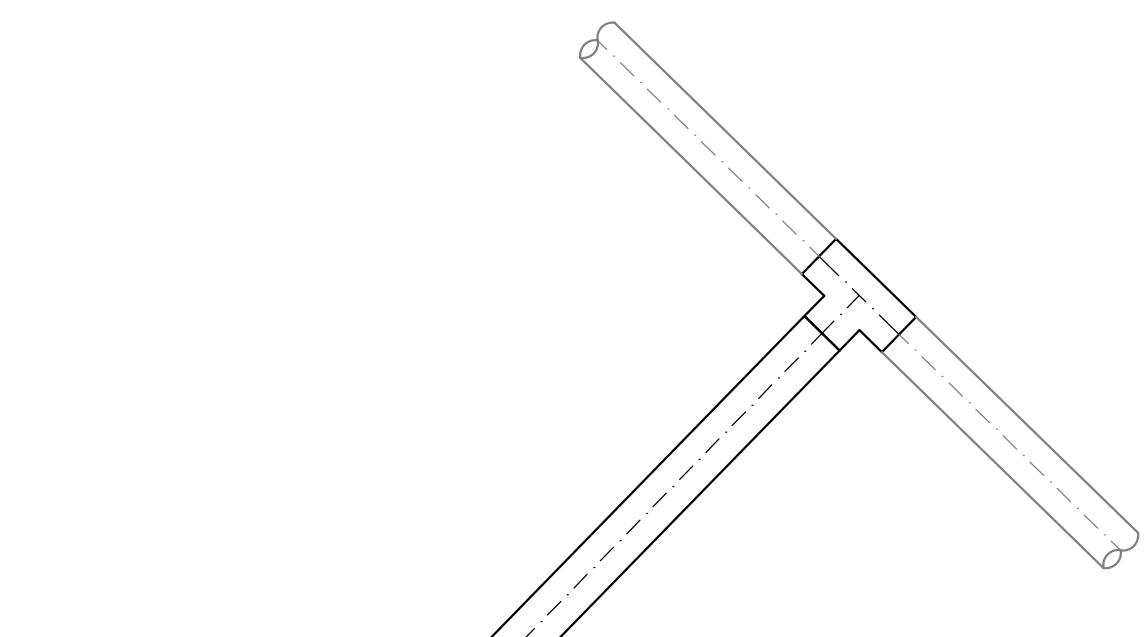
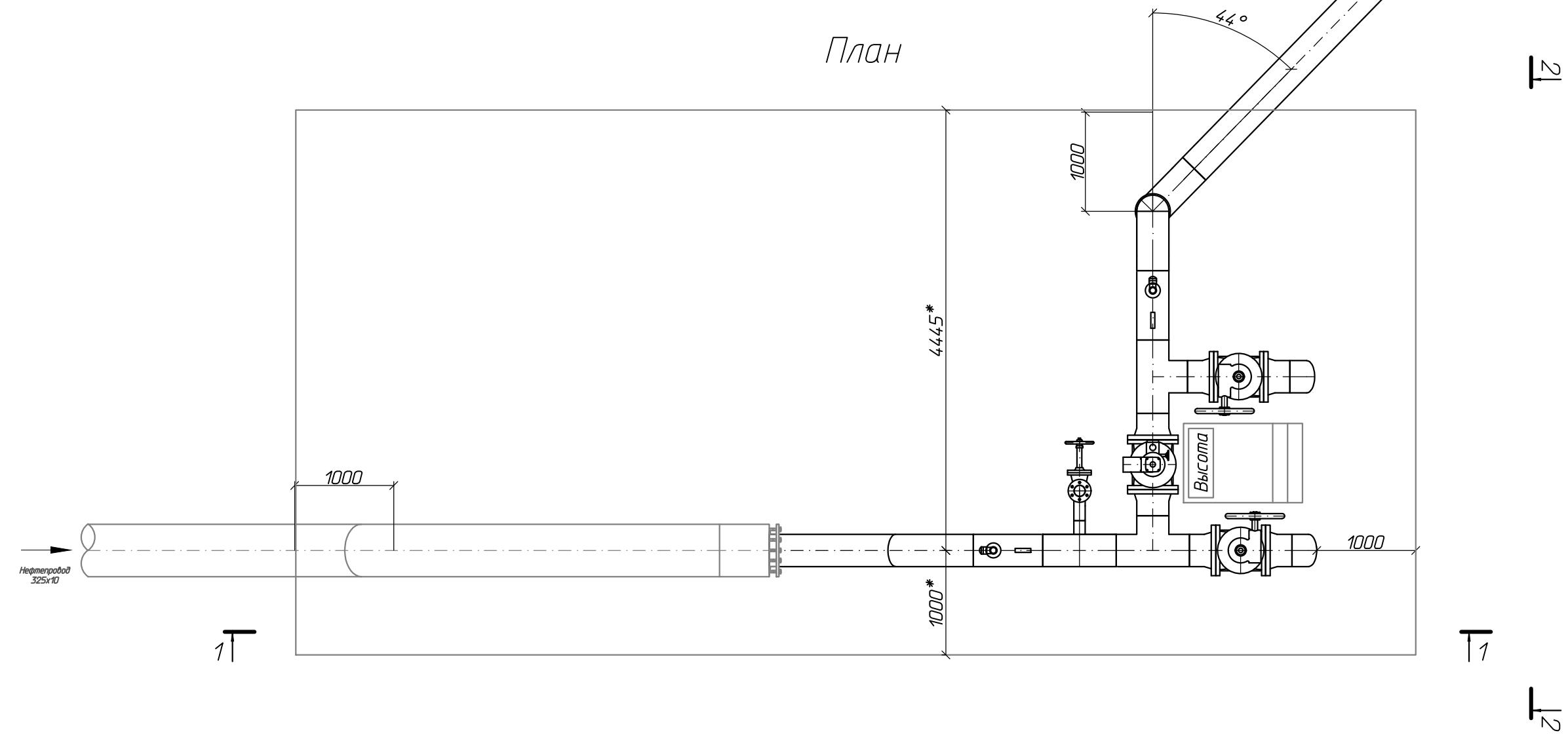
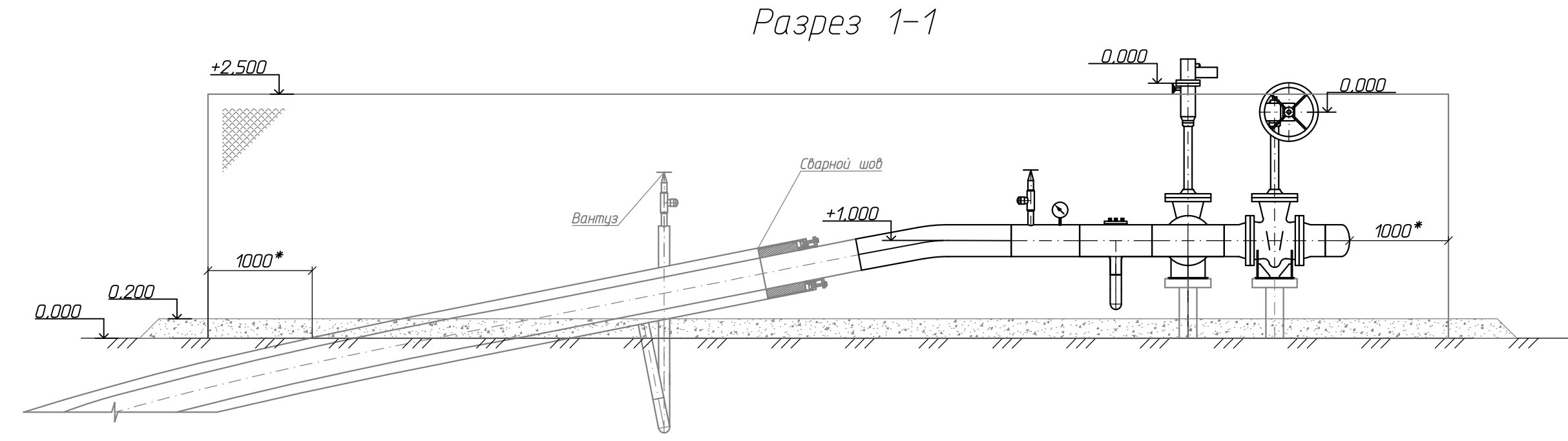
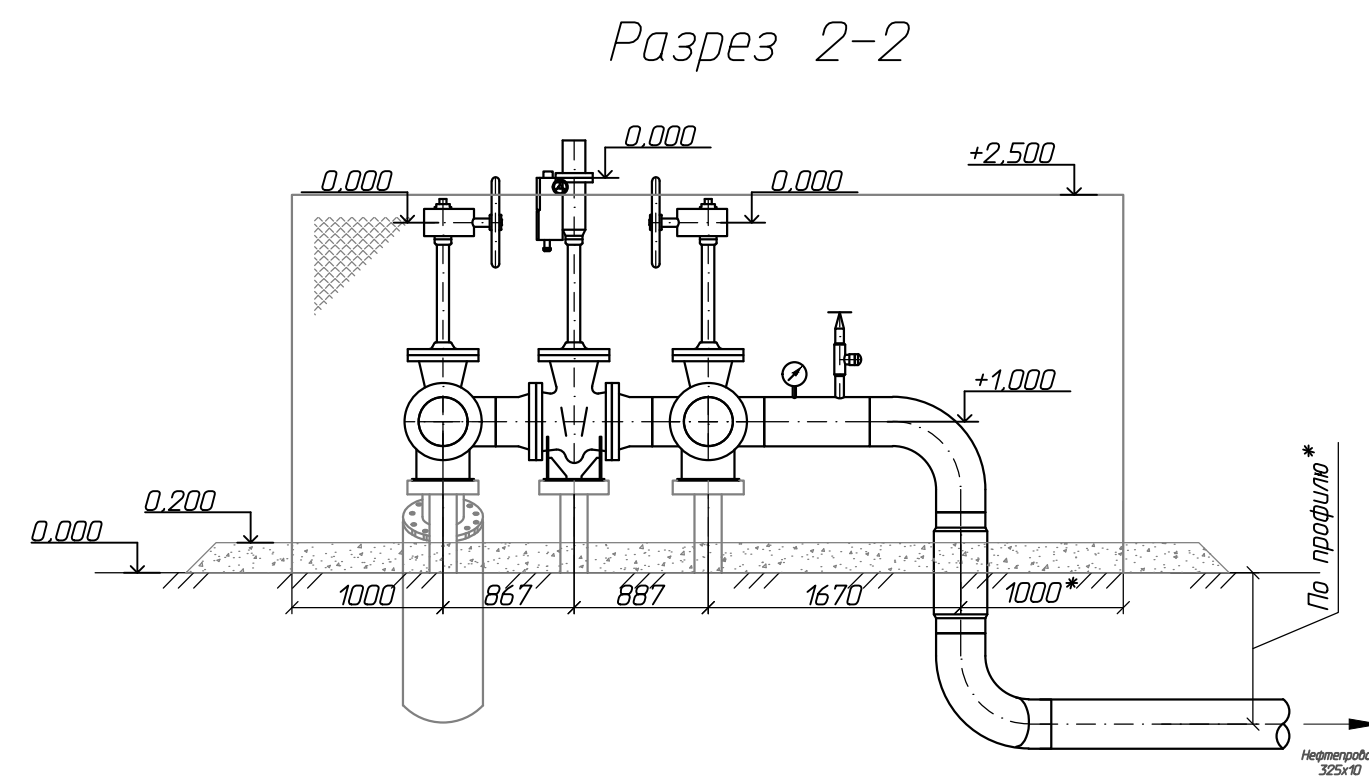


1. Точка входа кожуха в грунт расположен на проектируемой резервной нитке джукерного перехода межпромышленного нефтепровода УПН "Баяндьская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса".
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАП-М80.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 28-02-2НИПИ/2022-
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтотка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера.

| | | | | | | | | |
|-----------|----------|------|------|---------|--|---|------|---------------------------------|
| | | | | | 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г4 | | | |
| | | | | | "Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН "Баяндьская" 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 |
| Разраб. | | | | | 12.22 | П | | 1 |
| Проверил | Населова | | | | 12.22 | | | |
| Н. контр. | Салдаева | | | | 12.22 | Точка входа кожуха в грунт План. Разрез 1-1. | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |

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

Узел подключения от временной камеры приема



1. Узел подключения от временной камеры приема расположен на ПКХ+XX.XX проектируемой резервной нитки дублированного перехода межпромыслового нефтепровода УПН "Баяндская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса".
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 28-02-2НИПИ/2022-.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтотка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатного UF-принтера.

| | | | | | |
|--|------------|------|------|---|-------|
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г5 | | | | | |
| "Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН "Баяндская" 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 |
| | | | | | 12.22 |
| Проверил | Нобоселова | | | | 12.22 |
| | | | | Стадия | Лист |
| | | | | П | 1 |
| Н. контр. | Салдаева | | | | 12.22 |
| | | | | Узел подключения от временной камеры приема План, Разрез 1-1, Разрез 2-2 | |
| | | | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" | |

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

Точка входа кожуха в грунт на существующем участке

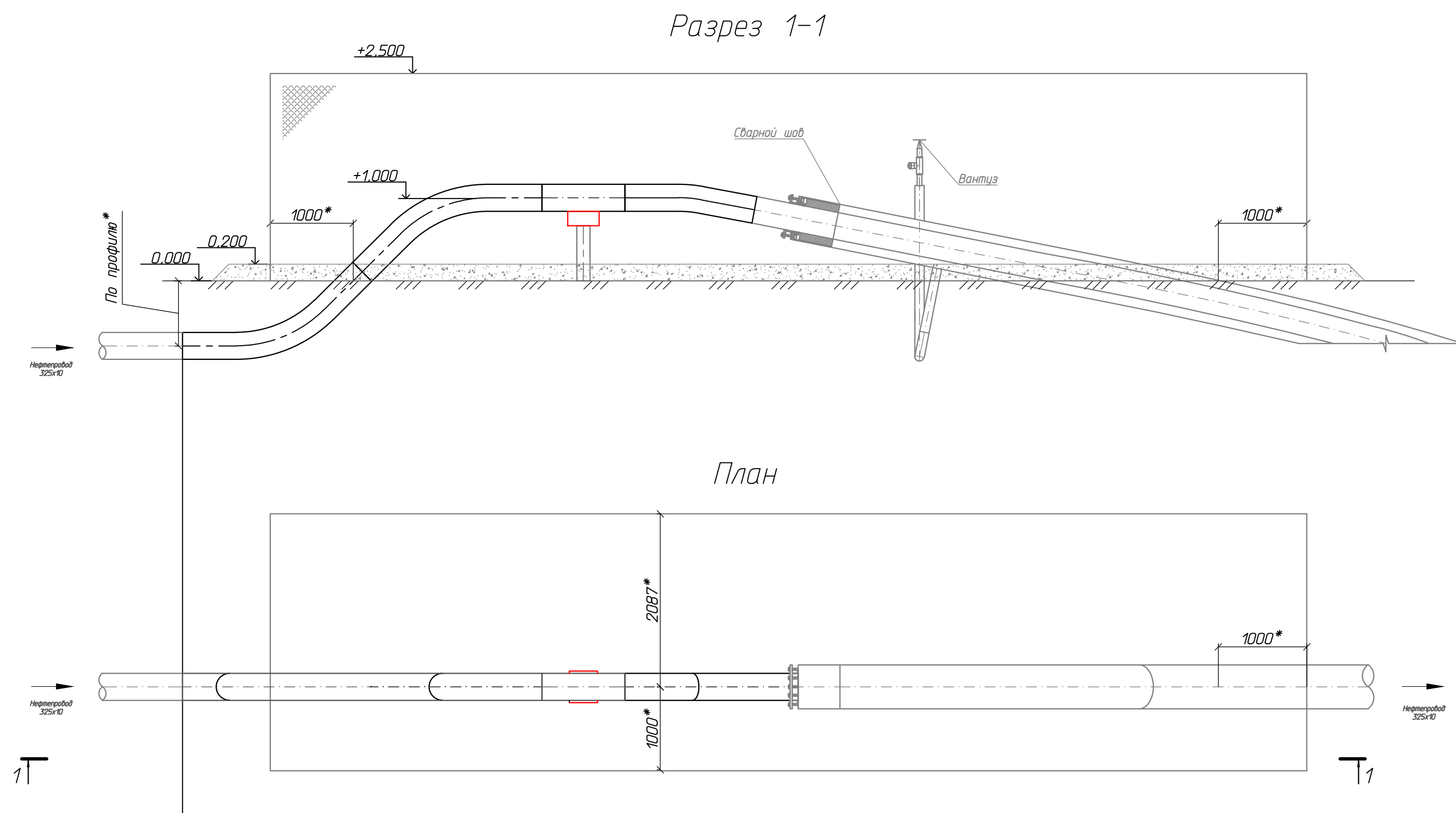
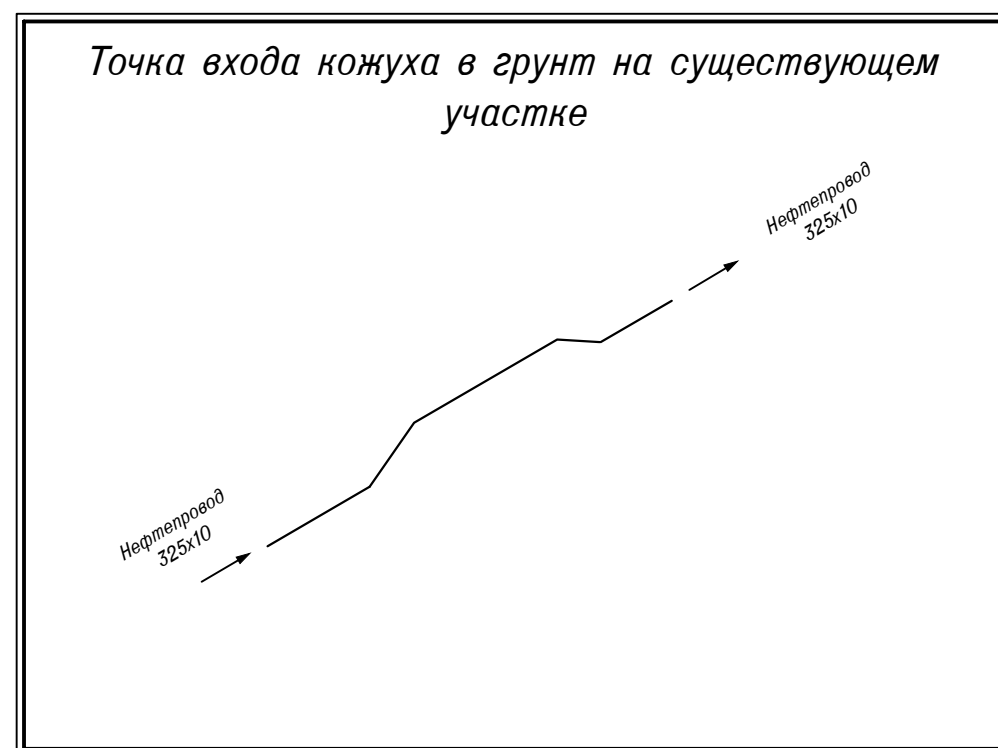


Рис.1 (поз.)



1. Точка входа кожуха в грунт на существующем участке расположен на проектируемой резервной нитки дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода УПН "Баяндвская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса"
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термосужимающимися манжетами ТИАЛ-М80.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 28-02-2НИПИ/2022-
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтотка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного UF-принтера.

| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6 | | | | |
|--|------------|-------|---|---------|
| "Строительство подводного перехода межпромыслового нефтепровода УПН "Баяндвская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (Дюкерный переход через реку Колва, резервная нитка) | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Док. | Подпись |
| Разраб. | Миронов | 12.22 | | |
| Проверил | Новоселова | 12.22 | | |
| | | | П | 1 |
| Н. контр. | Салдаева | 12.22 | Точка входа кожуха в грунт на существующем участке План. Разрез 1-1. | |
| | | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" | |

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

Точка выхода кожуха на поверхность на существующем участке

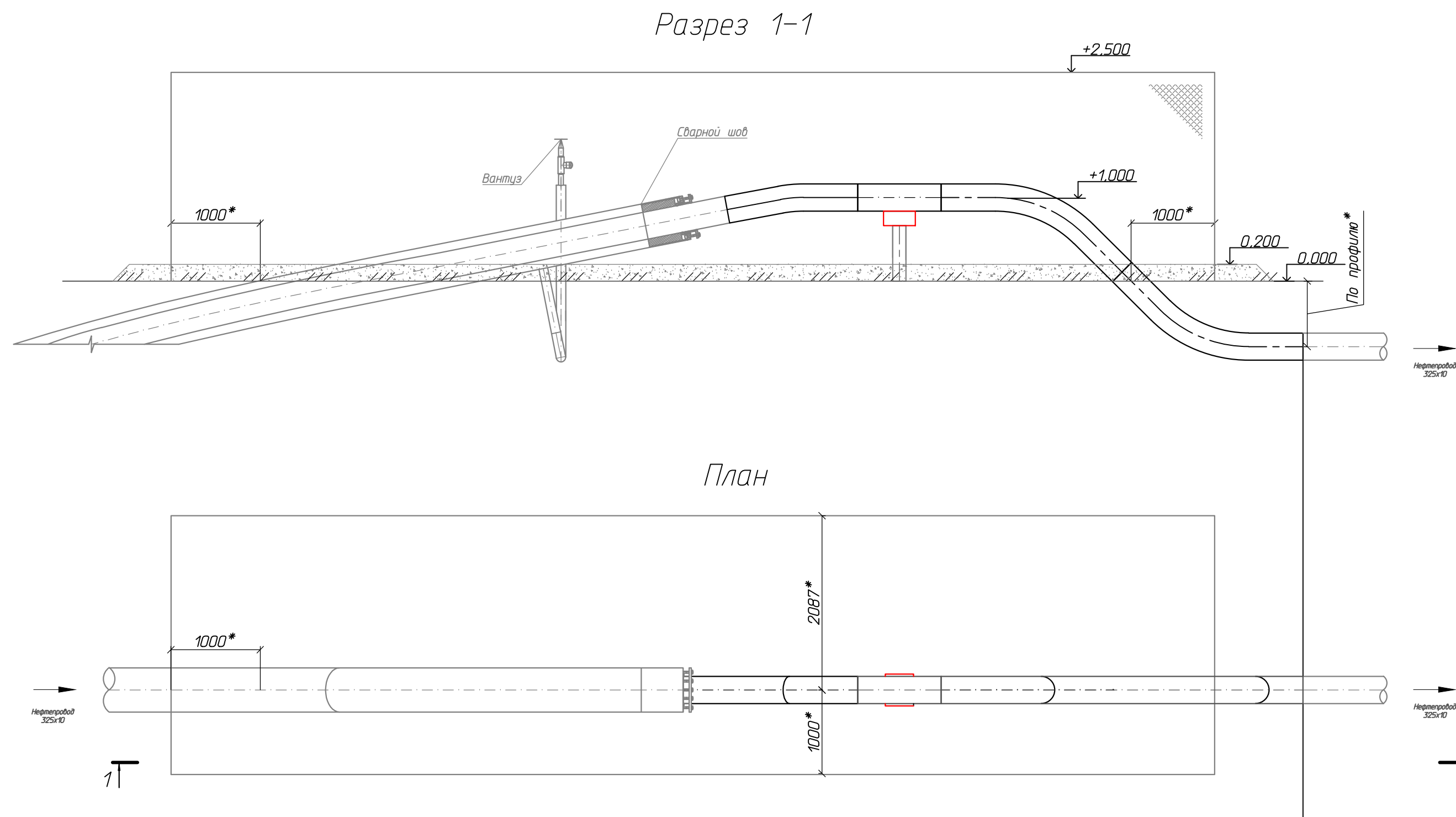
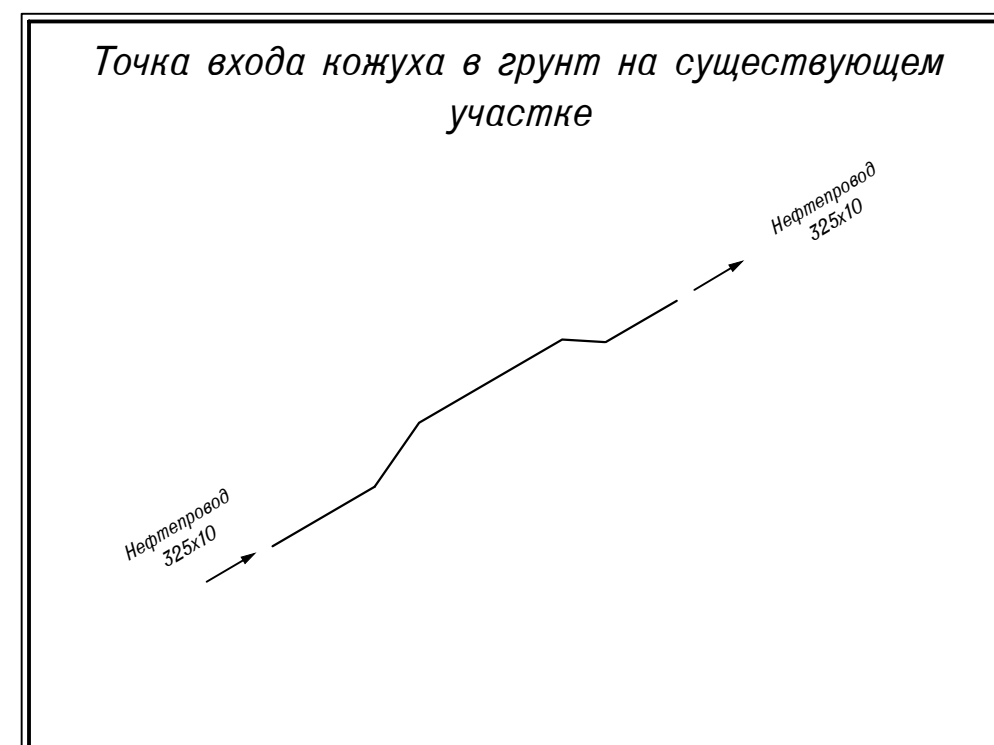


Рис.1 (поз.)



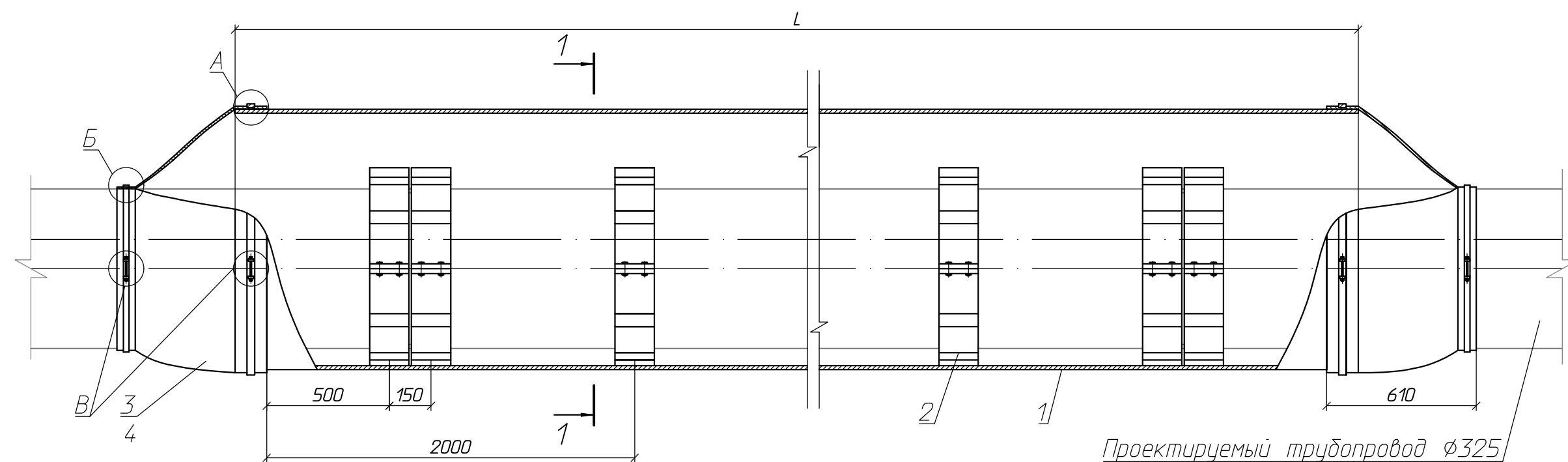
1. Точка выхода кожуха на поверхность на существующем участке расположен на проектируемой резервной нитке дукерного перехода межпромыслового нефтепровода УПН "Баяндыская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса"
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термостаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 28-02-2НИПИ/2022-
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного UF-принтера.

| | | | | |
|--|------------|------|--------|------------------------------|
| 28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г7 | | | | |
| "Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН "Баяндыская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до п. вр. В товарный нефтепровод «Харьяга-Уса») | | | | |
| Изм. | Кол.уч | Лист | Док. | Подпись |
| Разраб. | Миронов | | | 12.22 |
| Проверил | Нобаселова | | | 12.22 |
| | | | Стадия | Лист |
| | | | П | 1 |
| Н. контр. | Салдаева | | | 12.22 |
| Точка выхода кожуха на поверхность на существующем участке План. Разрез 1-1. | | | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |

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

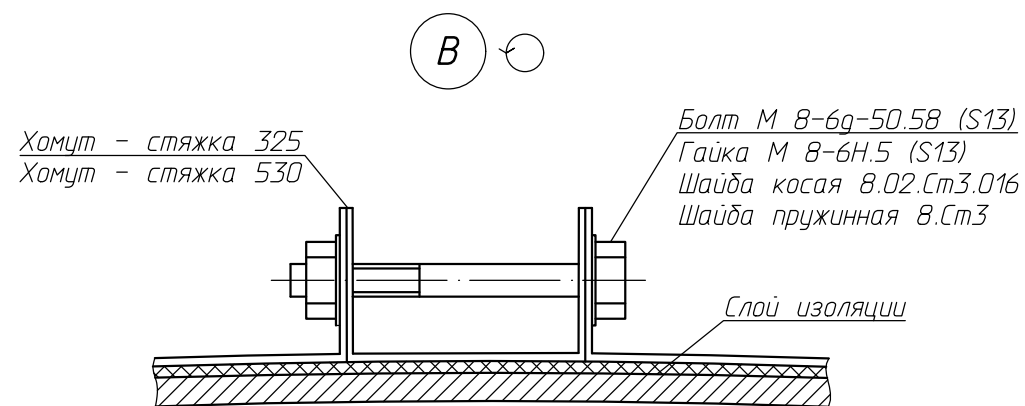
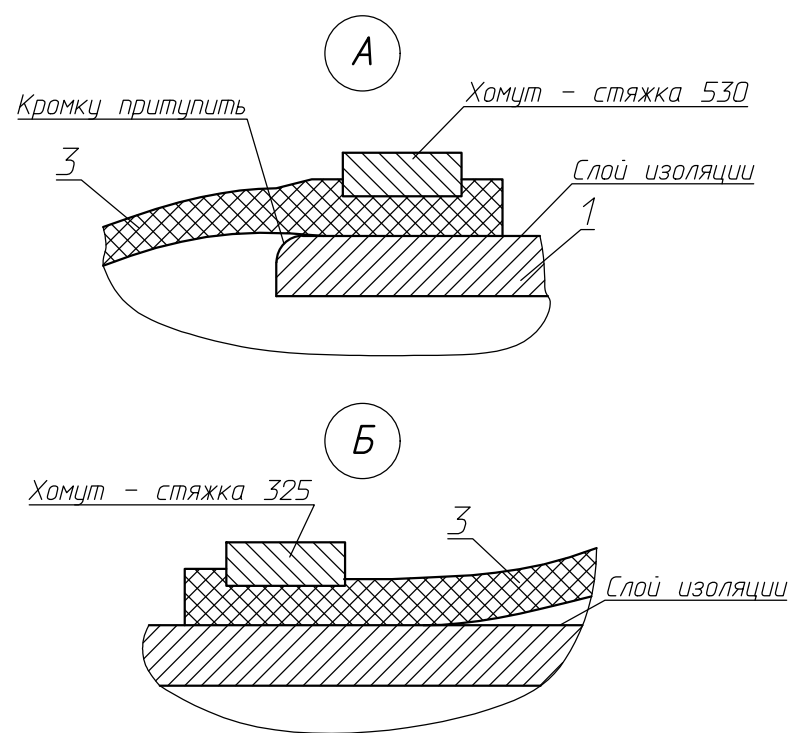
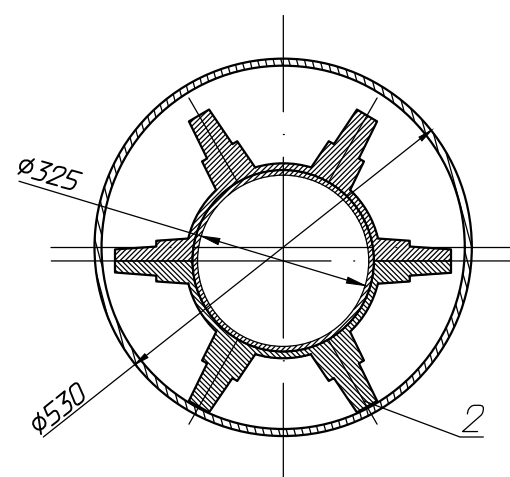
Конструкция подземного защитного кожуха Ду500

Общий вид



Проектируемый трубопровод $\phi 325$

Разрез 1-1



Спецификация

| Поз. | Обозначение | Наименование | Кол. | Масса ед., кг | Примечание |
|------------------|--------------|---|------|---------------|------------|
| 1 | Труба 530x10 | Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием | X | 128,3 | м |
| 2 | | Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-325" | X | - | комплект |
| 3 | | Укрытие защитное манжет герметизирующее ЧЗМГ 325/530 | 2 | - | комплект |
| 4 | | Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 325/530 в комплекте со стяжными хомутами и метизами | 1 | - | комплект |
| Материалы | | | | | |
| | | Обертка "Полилен 40-06-63" | X | | кг |

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на X защитных кожухов

Параметры защитных кожухов

| Название дороги (коммуникации) | Параметры проектируемого кожуха | | | |
|------------------------------------|---------------------------------|-------------------|---------------------------|------------------------------------|
| | L, м | Границы кожуха | Кол. колец спейсеров, шт. | Тип покрытия |
| Наименование трассы | | | | |
| Технологический проезд ПКХ+ХХ,Х | X | ПКХ+ХХ,Х-ПКХ+ХХ,Х | X | Заводское изоляционное покрытие |
| Внутрипромышленная а/д ПКХ+ХХ,Х | X | ПКХ+ХХ,Х-ПКХ+ХХ,Х | X | Заводское изоляционное покрытие |

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г8

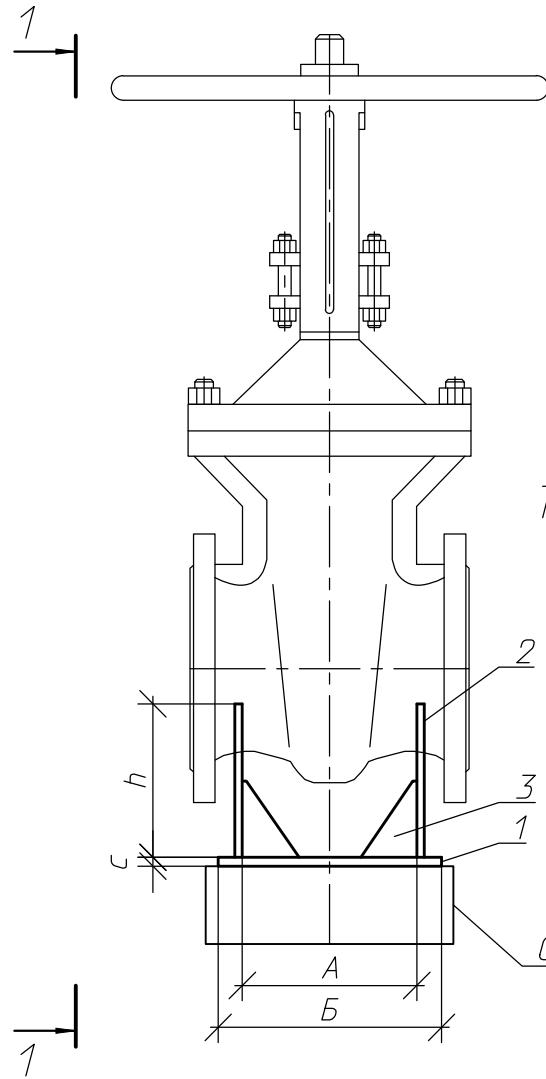
"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баяндьская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до т. вр. В товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

| Изм. | Кол.уч. | Лист | Док. | Подпись | Дата | Стадия | Лист | Листов |
|-----------|---------|------------|------|---------|-------|--|------|------------------------------|
| Разраб. | | Миронов | | | 12.22 | П | | 1 |
| Проверил | | Новоселова | | | 12.22 | | | |
| Н. контр. | | Салдаева | | | 12.22 | Конструкция подземного защитного кожуха Ду500. Общий вид. Разрез 1-1 | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |

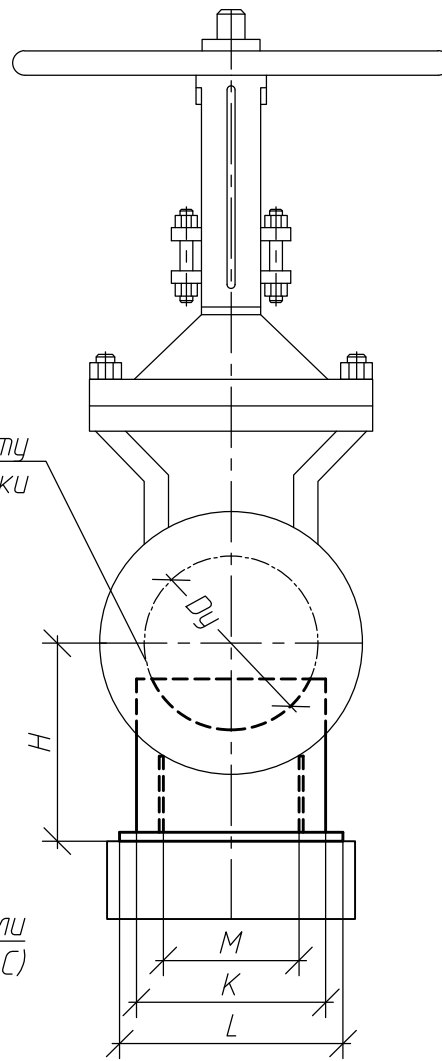
1. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
2. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки "Полилен 06-40-63".

Опора под клиновую задвижку

Общий вид



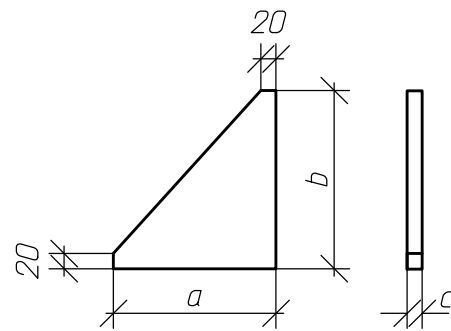
Разрез 1-1



Вырезать по месту по контуру задвижки

Опорная подушка или фундамент (см. АС)

Ребро (поз. 3)



Спецификация

| Поз. | Обозначение | Наименование | Кол. | Масса ед., кг | Примечание |
|------|--------------|--------------------------|------|---------------|------------|
| | | Опора под задвижку Ду300 | | 33,5 | |
| 1 | Лист Б-ПН-10 | Основание 400x410x10 | 1 | 12,9 | |
| 2 | 09Г2С | Косынка 280x350x10 | 2 | 7,7 | |
| 3 | | Ребро 140x120x10 | 4 | 1,3 | |

Конструктивные размеры

| Ду | А | Б | С | Н | h | К | Л | М | a | b | c |
|-----|-----|-----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| 300 | 340 | 400 | 10 | 390 | 280 | 350 | 410 | 190 | 120 | 140 | 10 |

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г9

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

| Изм. | Кол.уч. | Лист | Док. | Подпись | Дата | Стадия | Лист | Листов |
|-----------|---------|------------|------|---------|-------|--|------|------------------------------|
| Разраб. | | Миронов | | | 12.22 | П | | 1 |
| Проверил | | Новоселова | | | 12.22 | | | |
| Н. контр. | | Салдаева | | | 12.22 | Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1 | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |

1. Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести по ГОСТ 5264-80. Использовать электроды Э-42.
2. Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь марки 09Г2С
3. Опоры покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
4. Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку.

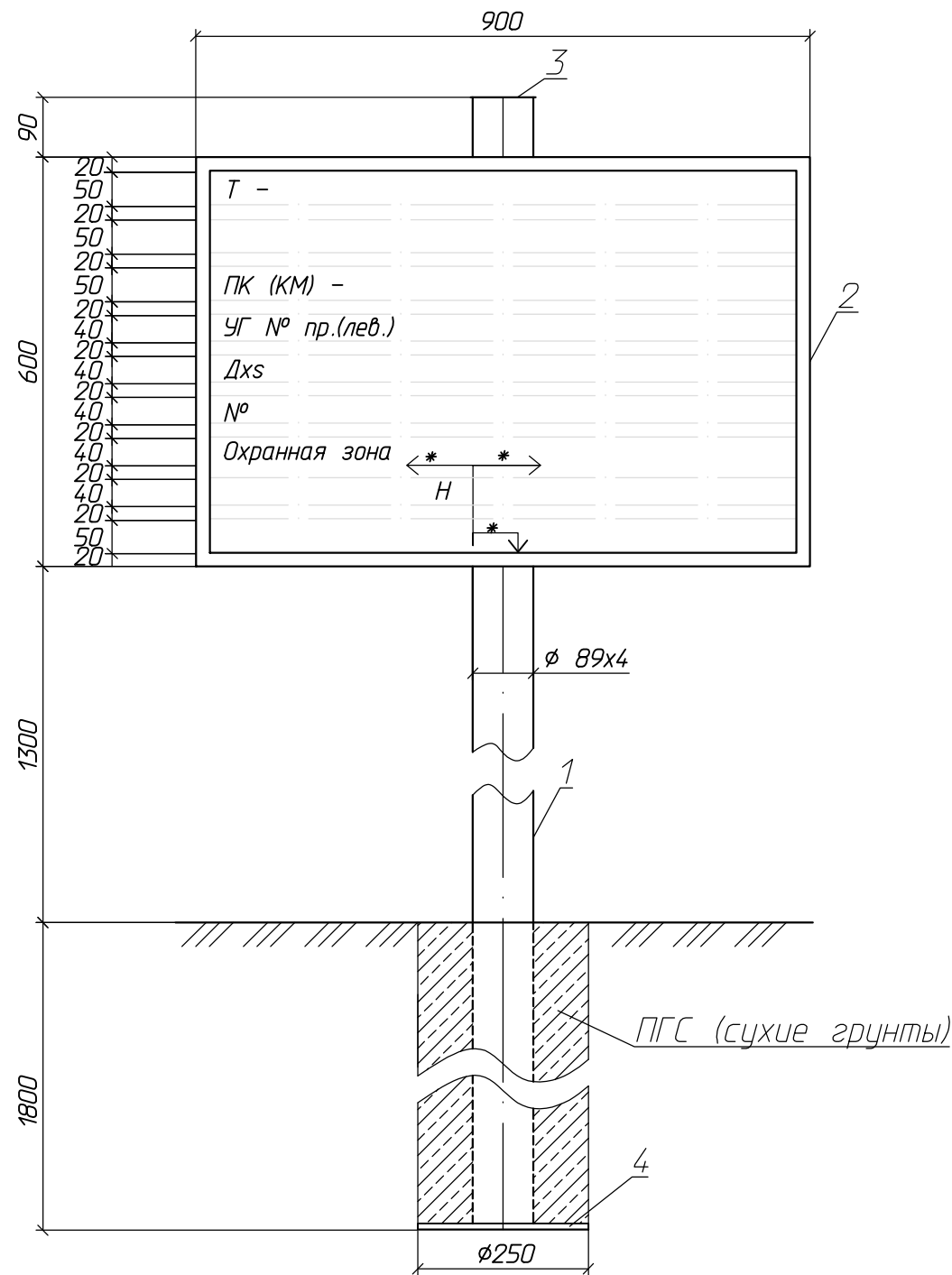
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Опознавательный знак



Спецификация

| Поз. | Обозначение | Наименование | Кол. | Масса ед., кг | Примечание |
|-----------|--------------------|---|------|---------------|-------------------|
| 1 | 89x4 В ст10 | Труба стальная электросварная прямошовная | 3,8 | 8,38 | м. труба II сорта |
| 2 | Лист Б-ПН-2 ВстЗсп | Пластина 900x600 | 1 | 8,47 | |
| 3 | Лист Б-ПН-2 ВстЗсп | Заглушка ϕ 90 | 1 | 0,13 | |
| 4 | Лист Б-ПН-2 ВстЗсп | Заглушка ϕ 250 | 1 | 2,95 | |
| Материалы | | | | | |
| | | Грунтовка полиуретановая | 1,51 | | кг |
| | | Эмаль полиуретановая | 0,56 | | кг |
| | | Эмаль акрилуретановая | 0,54 | | кг |

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один опознавательный знак

Условные обозначения

| Обозначение | Наименование |
|----------------|--|
| Т | Наименование трубопровода |
| ПК (км) | Пикетаж (километраж) трассы |
| УГ № пр.(лев.) | Информация об угле поворота трассы (номер угла). Величина в градусах и минутах, направление угла: -вправо (пр.), -влево (лев.) |
| Дхs | Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм |
| № | Номер телефона эксплуатирующей организации |
| Охранная зона | Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м |
| Н | Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м |
| * | Значение расстояния охранной зоны и глубины залегания трубопровода, м |

- Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более четырех метров от его оси.
- Опознавательные знаки установить не менее чем через 500 м друг от друга, на углах поворота трассы, на переходе через автодорогу с двух сторон, при пересечении водных преград с двух сторон, при пересечении коммуникаций.
- Окраску надземной части знаков покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,9 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
- Сверху на трубу (поз. 1 спецификации) приварить заглушку (поз. 3 спецификации). Данную конструкцию покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м², (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м²).

28-02-2НИПИ/2022-ТКР1.Г10

"Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода "УПН "Баяндская" 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 |
|-----------|---------|------------|------|---------|-------|---------------------------------|------|------------------------------|
| Разраб. | | Миронов | | | 12.22 | П | | 1 |
| Проверил | | Новоселова | | | 12.22 | | | |
| Н. контр. | | Салдаева | | | 12.22 | Опознавательный знак. Общий вид | | ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ" |