



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г  
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы  
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»  
№ СРО-П-125-26012010

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ДНС-2-ДНС-1 1 ОЧЕРЕДЬ  
ХАРЬЯГА»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 1 «Решения по трубопроводам»**

**09-21-2НИПИ/2022-ТКР1**

**Том 3.1**

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

Заместитель директора –  
Главный инженер

Главный инженер проекта

О.С. Соболева

Д.С. Уваров

**Содержание тома**

Обозначение	Наименование	Примечание
09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.С	Содержание тома 2.2	1 Лист
09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	X Листа
	Решения по трубопроводам. Текстовая часть.	
09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г1	Ведомость документов графической части	1 Лист
	Общее количество листов документов, включенных в том 3.1	X Листов

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суркова			08.23
Проверил		Новоселова			08.23
Н.контр.		Салдаева			08.23

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.С

Содержание тома 3.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

## Содержание

<b>1</b>	<b>Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....</b>	<b>3</b>
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта	4
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта .	5
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	5
<b>2</b>	<b>Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..</b>	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>Сведения о проектной мощности линейного объекта .....</b>	<b>14</b>
<b>6</b>	<b>Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта .....</b>	<b>15</b>
6.1	Сведения о категории и классе линейного объекта .....	15
6.2	Технологические решения .....	16
6.3	Профиль трассы скважины ГНБ .....	20
6.4	Выбор бурового оборудования .....	21
6.5	Диаметр, технология расширения и калибровки скважины.....	21
6.6	Горизонтальное направленное бурение .....	22
6.7	Протаскивание трубопровода.....	23
6.8	Выбор и приготовление бурового раствора .....	24
6.9	Размещение выбуренной породы .....	26
6.10	Мероприятия по предупреждению осложнений при проведении буровых работ .....	27

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

						09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разраб.		Рыжова			08.23	Решения по трубопроводам	Стадия	Лист	Листов
	Проверил		Новоселова			08.23		П	1	56
	Н.контр.		Салдаева			08.23		ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

6.11	Мероприятия по предупреждению грифонов.....	29
6.12	Устройство монтажных площадок.....	30
6.13	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов .....	33
6.14	Результаты расчётов .....	33
6.14.1	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость.....	33
6.14.1	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия	34
<b>7</b>	<b>Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта</b>	<b>35</b>
<b>8</b>	<b>Перечень мероприятий по энергосбережению.....</b>	<b>37</b>
<b>9</b>	<b>Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....</b>	<b>38</b>
<b>10</b>	<b>Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....</b>	<b>39</b>
<b>11</b>	<b>Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....</b>	<b>43</b>
11.1	Объем контроля и автоматизации.....	43
11.2	Телемеханизация перехода через водную преграду .....	44
11.3	Технические средства автоматизации .....	47
<b>12</b>	<b>Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» .....</b>	<b>50</b>
<b>13</b>	<b>Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность....</b>	<b>51</b>
<b>14</b>	<b>Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно- геологических условиях.....</b>	<b>52</b>
	<b>Библиография .....</b>	<b>53</b>

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

# 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 газопровода ДНС-2 – ДНС-1 1 очередь Харьяга», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

В настоящей проектной документации предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровода ДНС-2 – ДНС-1 на переходе через реку Колва-5 в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).

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	ГОСТ Р 55990-2014		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Газопровод ДНС-2 – ДНС-1	Г	530x9	784,0	IV	Н	0,6
Примечание: Г - газопровод						

В административном отношении участок работ расположен на территории МО МР «Заполярный район» Ненецкого автономного округа, в границах Харьягинского месторождения.

Район необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар – находится в 160 км к северо-западу от района проведения работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский – расположен в 5,2 км к северо-востоку от изыскиваемой территории.

Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича».

Транспортная сеть на месторождении представлена автомобильной дорогой «Усинск – Харьяга». Все автодороги круглогодичного действия. Подъезд к участкам осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							3

Рельеф территории слаборасчлененный, общее понижение наблюдается к р. Колва. Естественный рельеф нарушен.

Участок проектирования приурочен к тундровой природной зоне. Территория занята открытыми тундровыми участками, торфяными полями.

Территория проектирования находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Район работ находится в бассейне р. Колва. Гидрография исследуемой территории представлена безымянными притоками р. Колва.

### 1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

Глубина изучения геологического разреза ограничена отложениями четвертичной системы.

Кайнозойская эратема. Четвертичная система представлена образованиями неоплейстоцена и голоцена.

Неоплейстоцен. Верхнее звено. Ханмейский горизонт. Печорогородский аллювий и лимноаллювий (a,la3IIIrg) распространены широко по долине реки Колва и по долинам ее притоков, выполняя осадочную часть третьих надпойменных уровней с относительными отметками 15÷17,5 м для рек III-IV порядка и с относительными отметками около 25÷40 м для рек I-II порядка. Вложены в осадки, выполняющие четвертый региональный аллювиальный и морской террасовый уровень. В составе печорогородского аллювия и лимноаллювия наблюдаются желтовато-серые мелкозернистые кварцевые пески, супеси, алевриты, в нижней части – галечники. Мощность отложений – 15÷25 м.

Голоцен. Представлен техногенными отложениями.

Техногенные отложения (tH) представлены насыпным грунтом. Мощность отложений – до 5 м.

Геологический разрез участка, до глубины 10÷19 м, сложен техногенными образованиями голоценового возраста (tH) и аллювиальными, озерно-аллювиальными (a,laIII) отложениями позднечетвертичного возраста.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

По гидрогеологическому районированию район работ относится к Большеземельскому бассейну второго порядка (Б11) Печорского артезианского бассейна первого порядка (Б1) Печорской системы артезианских бассейнов (Б).

Большеземельский артезианский бассейн занимает северо-восточную часть Печорской синеклизы, которая в нижних структурных ярусах имеет сложное строение. По данным инженерных изысканий здесь установлено наличие двух систем поднятий, которые позволяют выделить на этой территории три впадины: Денисовскую, Колвинскую и Мореюскую. По условиям залегания триасовых и более древних отложений эти впадины могут рассматриваться как отдельные артезианские бассейны в досреднеюрской толще пород. В верхнем структурном ярусе, сложенном спокойно залегающими юрскими и меловыми отложениями, строение артезианского бассейна простое и достаточно однородное.

Характерной особенностью Большеземельского бассейна является большая мощность кайнозойских отложений и широкое распространение многолетнемерзлых толщ.

Гидрогеологические условия исследуемой территории характеризуются наличием одного водоносного горизонта грунтовых вод в аллювиальных, озерно-аллювиальных отложениях верхнего звена четвертичной системы (а, IaIII).

Аллювиальный, озерно-аллювиальный верхнечетвертичный водоносный горизонт (а, IaIII). Водовмещающими грунтами являются пески мелкие и гравелистые. Водоупором служат суглинки талые и мерзлые и глины того же возраста.

Появление воды отмечено на глубине 0,2÷2,5 м, установление – на тех же глубинах. По гидравлическим условиям воды горизонта ненапорные.

## 1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Объект проектирования расположен на территории, относящейся к строительно-климатическому подрайону ПГ.

Климатическая характеристика района представлена в таблице 2 по ближайшей (репрезентативной) к району работ действующей объединенной гидрометеорологической станции (ОГМС) Нарьян-Мар (в 160 км к северо-западу от участка).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						5
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 2 – Основные климатические параметры ОГМС Нарьян-Мар

Климатические параметры		Значение
Холодный период года		
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98		-46
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92		-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98		-42
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92		-39
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		-26
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-48
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		9,3
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0°С		217
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0°С		-11,0
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		287
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		-7,3
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10°С		308
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10°С		-6,2
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		82
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		82
Количество осадков за ноябрь – март, мм		148
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		4,9
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		4,0
Теплый период года		
Барометрическое давление, гПа		1010,0
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		17,0
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		22,0
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С		19,0
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С		34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца		9,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		75

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т



Продолжение таблицы 2

Климатические параметры	Значение
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	62
Количество осадков за апрель - октябрь, мм	329
Суточный максимум осадков, мм	82
Преобладающее направление ветра за июнь - август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	2,6

Основные климатические данные следующие:

- средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца (июль) – плюс 19,0 °С;
- средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца (январь) – минус 19,3 °С;
- скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% – 10,0 м/с;
- в годовом распределении направлений воздушных масс преобладают юго-западные ветры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								7
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

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

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми или глинистыми грунтами. Грунты территории в разной степени подвержены процессам морозного пучения.

Потенциальная площадная пораженность территории процессами морозного пучения грунтов более 75 %. Согласно СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий» процесс отнесен к весьма опасным.

Процессы подтопления носят сезонный характер и действуют в летне-осенний период. По характеру подтопления район работ относится к: естественно подтопляемой территории – при глубине прогнозируемого залегания уровня подземных вод менее 3 м; непотопляемой – при залегании грунтовых вод глубже 3 м.

По данным инженерных изысканий на территории многолетние бугры пучения не отмечены. Участки с залеганием скальных и полускальных пород не встречены. Оползневые участки и участки с развитием карстовых процессов отсутствуют. Участки с развитием солифлюкции, курумов, лавиноопасных и селеопасных участков, осыпей и обвалов отсутствуют.

Район сейсмически не активный. В соответствии с СП 14.13330.2018 «Свод правил. Строительство в сейсмических районах» сейсмическая активность в пределах территории проектирования по карте ОСР-2015 (А) – сейсмичность 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены ко II и III категориям.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Почвенно-растительный слой (ПРС) в отдельный ИГЭ не выделялся. Мощность грунта растительного слоя 0,2 м. ГЭСН – 9а,б.

Техногенный грунт, представлен песком коричневым, мелким. Слагает существующие дороги и площадки.

В пределах рассматриваемого участка выделено 7 ИГЭ.

Верхнечетвертичные аллювиальные, озерно-аллювиальные отложения (а, Ia III)

ИГЭ-3б – песок серый, серо-коричневый, мелкий, средней плотности, водонасыщенный, однородный, непучинистый, с включениями гравия и гальки до 3-5%.. Кровля – 0,2-1,0 м, подошва – 2,0-4,0 м. Мощность слоя от 1,8 до 3,2 м.

ИГЭ-3г – песок серый, гравелистый, водонасыщенный, неоднородный, непучинистый. Кровля – 2,5 м, подошва – 4,5 м. Мощность слоя 2,0 м.

ИГЭ-5а – суглинок коричневый, серо-коричневый, мягкопластичный, легкий и тяжелый, песчанистый и пылеватый, с тонкими прослоями песка коричневого и серого, мелкого, влажного, с гравием до 5% и без видимых включений. Кровля – 0,2 м, подошва – 0,8-2,6 м. Мощность слоя от 0,6 до 2,4 м.

ИГЭ-5б – суглинок серый, тугопластичный, тяжелый песчанистый и пылеватый, с тонкими прослоями песка коричневого и серого, мелкого, влажного и глины тугопластичной с гравием до 3-5% и без видимых включений. Кровля – 0,2-7,5 м, подошва – 6,5-13,0 м. Мощность слоя от 4,9 до 9,2 м.

ИГЭ-5в – суглинок серый, полутвердый, тяжелый пылеватый и песчанистый, с тонкими прослоями песка коричневого и серого, мелкого, влажного и суглинка тугопластичного с гравием до 3-5%. Кровля – 7,5-13,0 м, подошва – 10,0-15,0 м. Мощность слоя от 2,0 до 5,0 м.

ИГЭ-6б – глина серая, тугопластичная, легкая пылеватая, с прослоями песка серого, мелкого, влажного, с включением гравия до 5%. Кровля – 4,5 м, подошва – 7,5 м. Мощность слоя 3,0 м.

ИГЭ-5м – суглинок серый, легкий песчанистый, слабльдистый, пластичномерзлый и твердомерзлый, с прослойками песка мелкого, с включением гравия до 5%, криотекстура тонко- и среднеслоистая. При оттаивании от мягкопластичного до тугопластичного. Кровля – 6,5-11,0 м, подошва – 14,0-19,0 м. Мощность слоя от 3,0 до 10,5 м.

Рекомендуемые нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств талых и мерзлых грунтов представлены в таблицах 3 и 4.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 3 – Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств талых грунтов

Характеристики грунтов	Индекс	Ед. изм.	Номер ИГЭ					
			3б	3г	5а	5б	5в	6б
			Песок мелкий	Песок гравелистый	Сугл мягк	Сугл. туг	Сугл птв	Глина туг
Естественная влажность	W	д. е.	0,19	0,18	0,23	0,20	0,18	0,25
Плотность грунта	$\rho$	г/см <sup>3</sup>	1,95	1,97	2,01	2,09	2,13	2,00
а) при $\alpha=0,85$	$\rho_{II}$		1,92	1,94	2,00	2,09	2,12	1,97
б) при $\alpha=0,95$	$\rho_I$		1,90	1,92	2,00	2,08	2,12	1,95
Плотность сухого грунта	$\rho_d$	г/см <sup>3</sup>	1,64	1,67	1,63	1,74	1,80	1,59
Плотность частиц грунта	$\rho_s$	г/см <sup>3</sup>	2,66	2,64	2,70	2,70	2,70	2,72
Коэффициент пористости	e	д. е.	0,62	0,58	0,66	0,55	0,50	0,71
Влажность на границе текучести	$W_L$	д. е.	-	-	0,30	0,30	0,31	0,35
Влажность на границе раскатывания	$W_P$	д. е.	-	-	0,16	0,15	0,16	0,17
Число пластичности	$I_P$	д. е.	-	-	0,14	0,15	0,15	0,18
Показатель текучести	$I_L$	д. е.	-	-	0,50	0,33	0,13	0,44
Степень влажности	$S_r$	д. е.	0,83	0,83	0,96	0,98	0,98	0,97
Коэффициент фильтрации	Кф	м/сут	-	-	0,005	0,005	0,005	0,001
Модуль деформации	E	МПа	31,0	37,0	16,6	24,8	30,8	19,2
Удельное сцепление	C	кПа	3	1	25	34	42	53
а) при $\alpha=0,85$	$c_{II}$		3	1	25	34	42	53
б) при $\alpha=0,95$	$c_I$		2	-	16	23	28	35
Угол внутреннего трения	$\varphi$	град.	33	39	19	23	26	17
а) при $\alpha=0,85$	$\varphi_{II}$		33	39	19	23	26	17
б) при $\alpha=0,95$	$\varphi_I$		30	36	16	20	22	15
Расчетное сопротивление	$R_0$	кПа	200	500	224	268	294	319
Группа по трудности разработки по ГЭСН 81-02-01-2020	-	-	29а,б	29в	35а,б	5б,в	5в	8б

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							10

Таблица 4 – Нормативные и расчетные значения мерзлых грунтов

Характеристики грунтов	Индекс	Ед. изм.	Номер ИГЭ
			5м
Суммарная влажность	$W_{tot}$	д. е.	0,35
Влажность мерзлого грунта, расположенного между ледяными включениями	$W_m$	д. е.	0,26
Влажность мерзлого грунта за счет ледяных включений	$W_i$	д. е.	0,09
Влажность мерзлого грунта за счет порового льда (льда-цемента)	$W_{ic}$	д. е.	0,14
Влажность мерзлого грунта за счет незамерзшей воды	$W_w$	д. е.	0,12
Влажность на границе текучести	$W_L$	д. е.	0,31
Влажность на границе раскатывания	$W_p$	д. е.	0,20
Число пластичности	$I_p$	д. е.	0,11
Показатель текучести в талом состоянии	$I_L$	д. е.	1,56
Плотность частиц грунта	$\rho_s$	г/см <sup>3</sup>	2,70
Плотность грунта	$\rho$	г/см <sup>3</sup>	1,90
Плотность сухого грунта	$\rho_d$	г/см <sup>3</sup>	1,41
Пористость	$n$	д.е.	0,48
Коэффициент пористости	$e$	д. е.	0,91
Коэффициент водонасыщения	$S_r$	д. е.	1,0
Льдистость суммарная	$I_{tot}$	д. е.	0,36
Льдистость за счет ледяных включений	$I_i$	д. е.	0,13
Льдистость за счет льда-цемента	$I_{ic}$	д. е.	0,23
Степень заполнения объема пор мерзлого грунта льдом и незамерзшей водой	$S_r$	д. е.	0,81
Степень засоленности	$D_{sal}$	%	0,24
Теплота таяния (замерзания) грунта	$L_v$	кДж/м <sup>3</sup>	86719
Температура начала замерзания грунта	$T_{bf}$	°С	-0,20
Теплопроводность талого грунта	$\lambda_{th}$	Вт/(м·°С)	1,48
Теплопроводность мерзлого грунта	$\lambda_f$	Вт/(м·°С)	1,65
Теплоемкость талого грунта	$C_{th}$	Дж/(м <sup>3</sup> ·°С)10 <sup>-6</sup>	2,78
Теплоемкость мерзлого грунта	$C_f$	Дж/(м <sup>3</sup> ·°С)10 <sup>-6</sup>	2,26

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист  
11

Продолжение таблицы 5

Характеристики грунтов	Индекс	Ед. изм.	Номер ИГЭ
			5м
Эквивалентное сцепление	$C_L$	кПа	112
Значение эквив. сцепления	$C_{eq8}$	МПа	0,051
Значение эквив. сцепления	$C_{eqдл}$	МПа	0,035
Угол внутреннего трения	$\varphi_L$	°	17,5
Коэффициент оттаивания	$A_{th}$	д.е.	0,024
Коэффициент сжимаемости при оттаивании	$m$	МПа <sup>-1</sup>	0,080
Сопротивление мерзлого грунта сдвигу по поверхности смерзания с фундаментом	сталь	$R_{af}$	кПа
	бетон		
			131
			187
Сопротивление мерзлого грунта сдвигу по грунту или грунтовому раствору	$R_{sh}$	кПа	247
Сопротивление сдвигу льда по поверхности смерзания с грунтом или грунтовым раствором	$R_{shi}$	кПа	222
Относительное содержание органического вещества	$I_r$	д.е.	-
Группа по трудности разработки по ГЭСН 81-02-Пр-2001	-	-	5б,в

Грунты территории не засолены.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по данным лабораторных испытаний:

пески мелкие и гравелистые (ИГЭ-3б, 3г) – средняя и высокая;

глин, суглинков (ИГЭ-5а, 5б, 5в, 5м, 6б) – высокая.

Степень агрессивного воздействия грунтов, находящихся ниже водоносных горизонтов, на металлические конструкции – слабоагрессивная (среднегодовая температура до 0 °С, рН воды > 5, суммарная концентрация Cl- и SO42 до 5 г/л).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

Водовмещающие грунтами являются пески мелкие (ИГЭ-3б) и гравелистые (ИГЭ-3г). Водоупором служат суглинки и глины того же возраста. Уровень появления и установления одинаков. Воды ненапорные.

Питание водоносного горизонта осуществляется в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков и подпора паводковых вод.

В периоды весеннего снеготаяния и обильных затяжных дождей, а также в процессе строительства и эксплуатации сооружений, при планировке территории рекомендуется предусмотреть возможность более широкого распространения подземных вод и повышения их уровня на 0,5–1,0 м и до отметок рельефа. На отдельных участках возможно образование водоносного горизонта типа «верховодки» в сезоннооттаивающем слое (с июня по октябрь-ноябрь месяцы).

Грунтовые воды наблюдаются в интервале глубин 0,2-2,5 м.

По химическому составу воды гидрокарбонатно-кальциево-магниевые. Согласно данным инженерных изысканий подземные воды обладают слабой углекислотной, выщелачивающей и общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости (марки W4) и не агрессивны к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании и при постоянном погружении.

Степень агрессивного воздействия грунтовых вод по водородному показателю pH к бетонам марки W4 – слабоагрессивная. К бетонам марки W6 – неагрессивная.

Согласно таблице X.3 СП 28.13330.2012 подземные воды обладают средней агрессивностью к металлическим конструкциям.

По степени агрессивности к металлическим конструкциям подземные воды обладают средней агрессивностью при свободном доступе кислорода.

Природные воды среднеагрессивны по степени агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50 °С и скорости движения до 1 м/с.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта "Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга", утвержденного Первым заместителем генерального директора - Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" Д.А. Баталовым.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2, 09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г3.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности
		Добыча газа, м <sup>3</sup> /сут
Газопровод ДНС-2 - ДНС-1 1 очередь Харьяга	Г	200
Плотность газа – 0,991 кг/м <sup>3</sup>		

Рабочее давление трубопровода 0,6 МПа.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т			



## 6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

### 6.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно ГОСТ 55990-2014 проектируемый газопровод по давлению относится к IV классу, по назначению – к категории Н, по классификации транспортируемых продуктов – к категории 4.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» проектируемый переход газопровода через водную преграду относится к категории I.

В соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014 предусмотрено повышение категории проектируемого газопровода до категории В на всей протяженности трассы трубопровода.

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

Испытание участков проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с ГОСТ 55990-2014 в два этапа:

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

- на переходах через водные преграды и прибрежные участки не менее 25 м, включая участки перехода через ручей и а/д общего пользования IV кат. после сварки на стапеле давлением  $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб} = 0,9$  МПа в течении 6 часов.

После испытаний провести вытеснение воды очистным устройством не менее двух раз при помощи компрессора.

На втором этапе необходимо провести пневматические испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходах через водные преграды и прибрежные участки не менее 25 м, включая участки перехода через ручей и а/д общего пользования IV кат., а также узлы береговой запорной арматуры и продувочные свечные трубопроводы после укладки давлением  $R_{исп.} = 1,25 \times R_{раб.} = 0,75$  МПа в течение 12 часов.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

На третьем этапе провести испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением  $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=0,66$  МПа в течение 12 часов.

Защитный кожух для укладки методом ГНБ до продавливания испытать пневматическим способом на давление  $R_{раб.}=0,6$  МПа в течение 12 часов.

После пневматических испытаний газопровода провести очистку с помощью поршня за 2 раза и осушку сухим воздухом, подаваемым установкой для осушки воздуха, до достижения на выходе осушаемого участка ТТР минус  $40^{\circ}\text{C}$ . Точка росы измеряется на концах осушаемого участка с помощью гигрометра. По окончании процесса осушки выполняется заполнение газопровода сухим азотом с концентрацией не менее 98% с температурой точки росы минус  $40^{\circ}\text{C}$  до избыточного давления 0,02 МПа.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $R_{раб.}=0,6$  МПа и выдержки в течение 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 в составе всего участка.

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.

## 6.2 Технологические решения

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого газопровода методом ГНБ, рабочее давление – 0,6 МПа.

Для строительства прямолинейных участков газопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, экспандированная, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже  $KCU=34,3$  Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус  $60^{\circ}\text{C}$  с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– отводов гнутых, с радиусомгиба 5Du из стали прямошовной с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 360 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности К52 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 360 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности К52 (углы 45, 60, 90 градусов).

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого газопровода с существующими а/д, ручьем и р.Колва-5. Пересечение предусмотрено выполнить подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. Толщина стенки защитного кожуха 22 мм. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно ГОСТ Р 55990-2014 и СП 422.1325800.2018 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001 рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промышленных трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» при бестраншейной прокладке, заглубление трубопровода до верхней образующей должно приниматься не менее 6 м на всем протяжении руслового участка и не менее 3 м от линии предельного размыва русла (рассчитанной на срок службы перехода) или прогнозируемого дноуглубления русла.

Для защитного футляра Ø820×22 мм, прокладываемого методом ГНБ, в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром 820×22 мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет, используемых для получения покрытия специального исполнения.

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

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца 530/820. На входе и выходе

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							17

трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 кольца на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

Данным проектом предусмотрена герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем трубопроводе и вынос концов кожуха за 1% уровень ГВВ. Для этого предусмотрено наращивание трубопровода и защитного кожуха на проложенный методом ГНБ трубопровод и монтаж отводов для вывода трубопровода на поверхность.

Для наращиваемой части трубопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, экспандированная, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже  $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$  ( $3,5 \text{ кгс м/см}^2$ ) при температуре испытания минус  $60^\circ\text{C}$  без наружного покрытия.

Устройство углов вывода трассы трубопровода в вертикальной плоскости на поверхность организовано при помощи отводов гнутых, с радиусом гиба  $5D_u$  из стали прямошовной с минимальным пределом прочности –  $510 \text{ Н/мм}^2$ , минимальным пределом текучести –  $360 \text{ Н/мм}^2$ , классом прочности K52 без наружного покрытия.

За пределами точек входа и выхода кожуха  $D_u800$  и вывода его на поверхность земли проектом предусматривается монтаж кожуха секциями длиной 10 м, разрезанных вдоль оси на две равные половины, полуфутляров  $820 \times 22 \text{ мм}$ .

Изготовление полуфутляров для наращивания на проектируемый кожух, то есть, разрезание секций труб вдоль оси и разделку кромок под сварку рекомендуется выполнить в заводских или базовых условиях из трубы стальной электросварной прямошовной без наружного покрытия. Далее полуфутляры свариваются между собой сплошными продольными швами, а секции – поперечными (кольцевыми) швами. При подготовке полуфутляров необходимо проследить за тем, чтобы расстояние между вновь заваренными и заводскими продольными швами было не менее 100 мм.

Кольца опорно-направляющие устанавливаются на всем подземном участке кожуха (ГНБ). Кольца диэлектрические полиуретановые устанавливаются на надземных участках кожуха (наращивание). Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из обертки полиэтиленовой изоляционной (толщина не менее 0,6мм).

После монтажа и сварки кожуха  $\varnothing 820 \times 22 \text{ мм}$  производится 100% визуальное измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							18

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

Для поддержки наращиваемой части футляров на период монтажа и эксплуатации предусмотрено монтировать технологические опоры под трубопроводы.

Для герметизации межтрубного пространства согласовано применение сальникового уплотнения.

Наращиваемую часть кожуха, сальниковые уплотнения и основной трубопровод, выходящий за пределы поверхности земли, необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

Настоящим проектом предусмотрено подземное пересечение проектируемого газопровода с коммуникациями закрытым способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500 мм с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха 10 мм.

Для прокладки трубопровода внутри защитного кожуха предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожуха предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных.

При пересечении с существующими коммуникация принято заглубление не менее 0,8 м от поверхности земли и не менее 0,35 м от коммуникаций. Угол пересечения с коммуникациями – не менее 60°.

На одном из концов проектируемых футляров устраивается вытяжная свеча Ду150. На вытяжной свече с кожуха на переходе через водные преграды, выполняемые методом ГНБ, предусматривается установка газоанализатора.

На автодорогах свечу вывести на расстоянии 25 м от подошвы земляного полотна дороги по горизонтали и высотой не менее 5 м от уровня земли, концы защитных кожухов вывести на расстояние не менее 25 метров от бровки земляного полотна и не менее 2 м от подошвы насыпи.

Вытяжные свечи предусмотреть высотой от уровня земли не менее 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автодороги и 2,5 м от оси трубопроводов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

На переходах трубопроводов через водные преграды, для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем, с каждой стороны перехода предусмотрена установка равнопроходной запорной арматуры на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности (согласно ГОСТ Р 55990-2014). В качестве запорной арматуры предусмотрен крановый узел, состоящий, из шаровых кранов с пневмогидроприводом в подземном исполнении, с концами под приварку, исполнения УХЛ, диаметром Ду500, продувочных линий Ду150, а также продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры и не менее полуторократной высоты опоры от вдольтрассовых ВЛ, согласно нормативной документации.

Свечной кран – шаровый с пневмогидроприводом в подземном исполнении, с концами под приварку, исполнения УХЛ. Основная линия кранового узла оснащена стояками отбора газа, сигнализаторами прохождения ОУ и манометрами.

Для работы пневмогидропривода крановые узлы оснащены импульсной обвязкой Ду25 с кранами шаровыми Ду25 с ручным приводом, обратными клапанами Ду25, фильтрами-осушителями, изолирующими монолитными муфтами и стояками отбора импульсного газа.

Надземную часть крановых узлов, вытяжных и продувочных свечей необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

### 6.3 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) Ду=1120 мм.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба, обеспечивающий прокладку стального трубопровода без опасных напряжений в стенках трубы должен быть не менее допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода, согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001 рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и СП 422.1325800.2018.

Основные характеристики трассы трубопровода, проложенного методом ГНБ, представлены в таблице 6.

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

						09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		20

Таблица 6 – Основные характеристики трассы трубопровода через а.д, озеро и р. Колва.

Параметры	Единица измерения	Переход
длина перехода по пикетам	м	651,0
длина перехода по скважине	м	657,1
радиус изгиба скважины ГНБ	м	не менее 984

#### 6.4 Выбор бурового оборудования

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

Согласно проведенным расчетам, выполненным согласно нормативной документации, максимальное необходимое тяговое усилие составляет 100 т.с.

Согласно нормативной документации 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 150 т.с;

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

#### 6.5 Диаметр, технология расширения и калибровки скважины

В соответствии с СП 422.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа» диаметр ствола скважины принимается равным (1,2–1,5) Dн и составляет не менее 1120 мм.

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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								21
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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 Ø1120 мм путем протаскивания (прохода) через скважину бочкообразного расширителя. Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

## 6.6 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 100,0 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  $D_u = 1120$  мм для футляра Ø820×22 мм.

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							22



намечающиеся отклонения. Точность определения положения буровой головки должна составлять  $\pm 10$  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.

## 6.7 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.

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

Трубопроводы необходимо смонтировать в одну плеть – 657,1 м;

Плеть укладывается в створе перехода перед входом в скважину на троллейные подвески ТПП 821, поддерживаемые трубоукладчиками.

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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						23
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

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.

## 6.8 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.

Приготовление бурового раствора ведется в растворном узле, входящем в состав бурового комплекса. Буровой раствор приготавливают в бентонитовом смесителе, где техническая вода смешивается с глинопорошком 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/см<sup>3</sup>;
- пластическая вязкость, сП;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

- ДНС, дПа;
- водоотдача по АНИ, см<sup>3</sup>/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» глинопорошка (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 средне 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Таблица 7 – Основные требования к качеству бурового раствора

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

Ориентировочный потребный объем бурового раствора для перехода составляет – 6470 м<sup>3</sup>.

Расчетное потребное количество бентонита для переходов составляет – 388229 кг;

Расчетное потребное количество полимеров для переходов составляет – 12940 кг;

Расчетное потребное количество соды кальцинированной для переходов составляет – 3235 кг;

Количество компонентов бурового раствора уточняется при производстве работ.

### 6.9 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

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

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

В случае 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).

### **6.10 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 разбуливаемых 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

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

						09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Возможные аварийные ситуации при бурении скважины:

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

протаскиваемого трубопровода на необходимую величину. В любом из перечисленных случаев профиль скважины должен отвечать требованиям нормативно-технической документации по ГНБ.

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.

### 6.11 Мероприятия по предупреждению грифонов

В случае 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;

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

						09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							29
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- произвести откачку аккумулированного бурового раствора из зоны разлива в существующие амбары шламоприемники с помощью шламовых и резиноканевых 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. 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.

## 6.12 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 – 60,0x40,0м;

Площадка №2. Площадка обустройства места выхода скважины, подготовки трубопровода к протаскиванию. Ориентировочные размеры – 60,0x40,0м;

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 –820,0x22,0м;

При подготовке монтажных площадок производятся следующие работы:

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

По периметру котлованов поставить ограждения и знаки.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Монтажная площадка №1 – площадка под размещение буровой установки и вспомогательного технологического оборудования, непосредственно используемого при производстве буровых работ.

При размещении площадки предусматривается планировка бульдозером с подсыпкой песка слоем  $h=0,15$  м и укладкой железобетонных плит типа ПДН-АV по серии 3.503.1-91 в местах установки бурового и вспомогательного оборудования.

Рядом с площадкой №1 предусмотрено размещение амбара для аккумуляции бурового раствора и выбуренного грунта.

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;
- упорная стенка;
- склады бентонита, бурового инструмента, пиломатериалов и прочее;
- стеллажи с буровыми штангами;
- бытовые помещения (вагончики, прорабская);
- слесарная мастерская;
- осветительные мачты с прожекторами;
- площадка для стоянки автотранспорта;
- временная ДЭС.

Монтажная площадка №2 - площадка служит для выхода буровой колонны и ввода трубопровода в скважину.

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;
- временная ДЭС.

Для аккумуляции выбуренного грунта и остатков бурового раствора рядом с площадкой №2 устраивается амбар.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								31
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Монтажная площадка № 3 примыкает к площадке №2 и предназначена для монтажа, сварки и подготовки защитного кожуха и рабочего газопровода к протаскиванию.

На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- опоры для монтажа дюкера трубопровода (инвентарные лежки);
- монтажные ролики по бетонным плитам;
- передвижные сварочные посты, краны-манипуляторы.

Буровая установка устанавливается и якорится в створе. Для якорения буровой установки на монтажной площадке сооружается упорная (анкерная) стенка. Конструкция упорной стенки уточняется при производстве работ, в зависимости от типа буровой установки.

Монтаж стенки производится вибропогружателем, дизель-молотом или экскаватором.

Расстояние от буровой установки (упорной стенки) до точки входа уточняется при подготовке монтажной площадки в зависимости от фактической толщины отсыпаемого слоя, угла входа пилотной скважины и расстояния от основания упорной плиты до оси гидрозамков завинчивания буровых штанг.

По оси протаскивания трубопровода, на железобетонные плиты ПД 20.15-17 устанавливаются роликовые опоры ОРБ-20, на которые перекадывается весь готовый к протаскиванию трубопровод (с изоляцией стыков, после пневматических испытаний).

Территория площадки № 3 планируется, существующий снежный покров уплотняется, отсыпка площадки привозным грунтом не производится.

Разработка амбаров производится одноковшовым экскаватором. Амбары выкладываются по дну и стенкам высокопрочной гидроизолирующей полиэтиленовой пленкой, не допускающей загрязнения окружающей среды. Швы пленки свариваются аппаратом для сварки пленки. Пленка, применяемая для гидроизоляции, должна иметь соответствующий сертификат качества и гигиеническое заключение, выданное службой Роспотребнадзора.

По периметру амбара устраивается обвалование из недренирующего грунта, высотой 1,0 м. Точное расположение и технология их устройства уточняется на стадии разработки ППР.

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

Объем амбара рассчитывается без учета обвалования.

Разработка входных прямков производится непосредственно перед началом работ. Разработка прямков и траншеи производится экскаватором. По периметру траншей, канав и прямков, а также по бровкам оврагов устанавливаются предупредительные сигнальные ограждения.

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

						09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

### 6.13 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Запорная арматура по трассе газопровода устанавливается:

– на узлах береговой запорной арматуры, на узле подключения – краны шаровые Ду500, Ду150 под приварку с пневмогидроприводами. Время отключения береговых задвижек не более 36 секунд.

### 6.14 Результаты расчётов

#### 6.14.1 Результат расчёта промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость

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

Скорость коррозии промышленных газопроводов не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 8

Таблица 8 – Результаты расчета на прочность промышленных нефтесборных коллекторов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, Ус	Коэффициент надежности по материалу, Уп	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
530	0,6	0,75	1,47	1,00	1,2	1	258,8	7,0	2,00	9,0	7,0	9,0	20

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

### 6.14.1 Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия

Расчёт устойчивости положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, и переходах через автодороги был произведён по ГОСТ Р 55990-2014 “ Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования”.

Расчёт был произведён по минимальной расчетной нагрузке (исключая массу перекачиваемого продукта).

Результат оценки устойчивости проектируемых трубопроводов при пересечении водных преград представлен в таблице 10. Необходима балластировка трубопровода.

Оценка устойчивости футляров для пересечения автодорог и рек не проводилась, поскольку пересечение автодорог и рек выполнено бестраншейным методом.

Таблица 9 – Результат оценки устойчивости положения (против всплытия) промысловых трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Коэффициент надежности устойчивого положения, $\gamma_d$	Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, $Q_{act}$ , Н/м	Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), $Q_{pas}$ , Н/м	Условие устойчивости положения $Q_{act} < Q_{pas}$
530	9,0	1,05	2211,29	1133,25	Не удовлетворяет

Для газопровода Ду500 предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-500 через каждые 9 м.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 7 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 10.

Таблица 10 – Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Буровой комплекс с основным и вспомогательным оборудованием, электростанциями, буровым инструментом, штангами и т.д.	Тяговое усилие не менее 150 т	1
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м <sup>3</sup>	2
Бульдозер	Т-9.01Я	2
Автогрейдер	ГС-10.01, 60 кВт	1
Автомобильный кран	КС-55729-5В; г/п. 32 т	1
Трубоукладчик	Komatsu D355C-3; гр. 93 т, 277(377) кВт(л.с.)	6
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Пневмоколесный каток	ДУ-100; 57,4 кВт	1
Вибротрамбовки	ТСС ВТ-80Х; 4,0(5,5) кВт(л.с.)	2
Погрузчик фронтальный	ПК-30; 1,6 м <sup>3</sup>	1
Кран-манипулятор автомобильный	КАМАЗ 65861-322-06	2
Агрегат сварочный	АДД-2х2502; 44 (60) кВт(л.с.)	2
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	2
Передвижная электростанция	АД100С-Т400-Р; 100 кВт	2
Машина безогневой резки труб	СМ-307	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист  
35

Машины и механизмы	Марка	Количество
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-80; 1,0-2,0 кВт	1
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470); кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; груз. 60 т	1
Седельный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.)	2
Бортовой полуприцеп	НЕФАЗ 93341-0310230-07	2
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; груз. 11,2 т; 221 (300) кВт(л.с.)	2
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; 219 кВт, груз . 10 м <sup>3</sup>	8
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Автоцистерна	Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557	2
Подъемник гидравлический	ВС-22.06, на базе КАМАЗ-4326	1
Устройство раскаточное	РУ-02М	1
Лебедка бензиновая	WL540, тяговое усилие 5,0 кН	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Агрегат наполнительный	АН-250	1
Опрессовочный агрегат	АО161; давление 130 кгс/см <sup>2</sup>	1
Азотная передвижная компрессорная станция	ТГА-5/101 С90 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Передвижная парогенераторная установка	ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	УРАЛ 4320-40, вместимость 30 чел.	2
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		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист

36

## 8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Снижение энергозатрат на перекачку обеспечивается созданием оптимальных режимов движения перекачиваемого продукта в трубопроводах путем подбора диаметров труб при выполнении гидравлического расчета.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т			





## 10 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,

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д.

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.

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

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

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

- 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;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								41
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

– 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
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	

## **11 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) Усинского газоперерабатывающего завода (УГПЗ).

### **11.1 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 09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

Подводный переход Газопровода ДНС-2 – ДНС-1 на переходе через реку Колва-5:

- узел береговой запорной арматуры (правый берег);
- узел береговой запорной арматуры (левый берег).

Газопровод ДНС-2 - ДНС-1:

Узел береговой запорной арматуры (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после запорной арматуры;
- дистанционный контроль температуры после запорной арматуры;
- дистанционный контроль загазованности в защитном кожухе (в трубопроводе на вытяжную свечу);
  - дистанционный визуальный контроль доступа на территорию кранового узла (видеонаблюдение, с существующего АРМ поста охраны УГПЗ);

Взам. инв. №						<b>09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т</b>		Лист
Подп. и дата							43	
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);
- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто).

Узел береговой запорной арматуры (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после запорной арматуры;
- дистанционный контроль температуры после запорной арматуры;
- дистанционный визуальный контроль доступа на территорию кранового узла (видеонаблюдение, с существующего АРМ поста охраны УГПЗ);

- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);
- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто).

## 11.2 Телемеханизация перехода через водную преграду

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадок узлов береговой запорной арматуры (правый и левый берег) система телемеханики является проектируемой. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

– нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);

– средний уровень – шкаф СУ ТМ (шкаф телемеханики), 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).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист	
									44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

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.

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 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 проектируемом СУ ТМ установлено:

- контроллер;
- защита от перенапряжения;
- автоматические выключатели;
- клеммные зажимы пружинного типа;
- промежуточными реле;
- источник питания 24В;
- источник бесперебойного электропитания.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы.

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

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;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта УГПЗ.

*Решения по информационному обеспечению*

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

*Решения по математическому обеспечению*

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							46



Для интеграции береговой запорной арматуры 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.

Обмен информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи см. 09-21-2НИПИ/2022-ТКР4.

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (правый берег)</b>			
Давление до и после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Загазованность в защитном кожухе	x	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть; открыта, закрыта) (3 шт.)	-	x	x
<b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (левый берег)</b>			
Давление до и после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть; открыта, закрыта) (4 шт.)	-	x	x

### 11.3 Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного 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;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						47
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

– для дистанционного измерения температуры поверхностный датчик температуры ТСМУ 011 (1ExdIICT6X, IP66) производства ЗАО СКБ «Термоприбор» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности в кожухе предусматривается датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», 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.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В, 100 В.

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

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

Типы кабелей СКАБ250нг(А)-HF-ХЛ/СКАБ250Кнг(А)-HF-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) выбраны в соответствии с ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. На высоте до 2м снаружи прокладка кабельных линий осуществляется в коробе и металлорукаве, в помещениях в кабель-канале. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018, имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016. Согласно СП77.13330.2016 экраны кабелей заземляются со стороны шкафов телемеханики, шкафов АСУТП.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							48

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
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 12 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
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

### 13 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	

## 14 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.

По результатам инженерных изысканий некоторые участки трасс проходят по обводненной территории. Для проверки необходимости балластировки трубопроводов был произведен расчет на устойчивость против всплытия. По результатам расчета на проектируемом трубопроводе предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-500 через каждые 9,0 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## Библиография

- |    |                                 |  |
|----|---------------------------------|--|
| 1  | 116-ФЗ от 21.07.1997            | О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 29 декабря 2022 года)  |
| 2  | 184-ФЗ от 27.12.2002            | О техническом регулировании (с изменениями на 2 июля 2021 года)  |
| 3  | 384-ФЗ от 30.12.2009            | Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями на 2 июля 2013 года)   |
| 4  | 123-ФЗ от 22.07.2008            | Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 14 июля 2022 года)   |
| 5  | Постановление №87 от 16.02.2008 | О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изменениями на 6 мая 2023 года)   |
| 6  | ГОСТ Р 51164-98                 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии   |
| 7  | ГОСТ Р 21.101-2020              | Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации   |
| 8  | ГОСТ 2.105-95                   | Общие требования к текстовым документам (с Изменением №1, с Поправками)  |
| 9  | ГОСТ 7512-82                    | Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод (с Изменением №1)   |
| 10 | ГОСТ 23740-2016                 | Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ (с Поправкой)   |
| 11 | ГОСТ 25100-2020                 | Грунты. Классификация  |
| 12 | ГОСТ 9.602-2016                 | Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (с Поправками)   |
| 13 | ГОСТ 27751-2014                 | Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования (Переиздание, с Изменением №1)  |
| 14 | ГОСТ 15150-69                   | Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических |

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							53	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

15	ГОСТ 12.4.009-83	факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением N 1)
16	ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования (с Изменениями №1, 2, 3)
17	ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
18	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1)
19	СП 422.1325800.2018	Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа
20	СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
21	СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
22	СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
23	СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (с Изменениями №2, 3)
24	СП 16.13330.2017	Стальные конструкции. Актуализированная версия СНиП II-23-81* (с Поправками, с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
25	СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
26	СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменениями N 1, 2, 3)
27	СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменениями N 1, 2, 3)
28	СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
29	СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (с Изменениями N 1, 2)
30	СП 131.13330.2020	Строительная климатология СНиП 23-01-99* (с

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Изменениями №1)

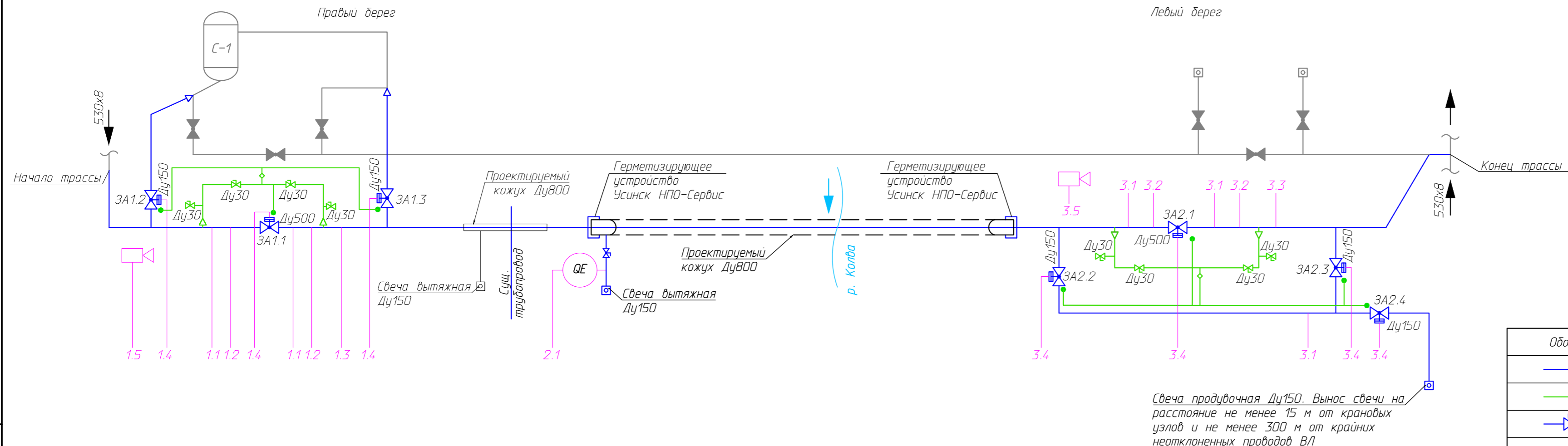
- |    |                            |   |
|----|----------------------------|---|
| 31 | ГОСТ 32569-2013            | Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправками)                     |
| 32 | СП 115.13330.2016          | Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95   |
| 33 | СП 76.13330.2016           | Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85   |
| 34 | ВСН 005-88                 | Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация   |
| 35 | ВСН 009-88                 | Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты   |
| 36 | ВСН 011-88                 | Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание   |
| 37 | ВСН 015-89                 | Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи   |
| 38 | ППБО-85                    | Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности   |
| 39 | ПУЭ                        | Правила устройства электроустановок   |
| 39 | СТП 01-007-97              | Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтедобычи  |
| 40 | ТУ-газ-86                  | Требования к установке сигнализаторов и нефтеанализаторов   |
| 41 | СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015     | Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. |
| 42 | СТО Газпром 2-2.2-136-2007 | Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных нефтепроводов. Часть 1  |
| 43 | РД 34.21.122-87            | Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений   |
| 44 | СО 153-34.21.122           | Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций  |

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- 45    Серия 08 вып.19    Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 46    09-21-2НИПИ/2022-ИГДИ    Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий
- 47    09-21-2НИПИ/2022-ИГИ    Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий
- 48    09-21-2НИПИ/2022-ИГМИ    Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий
- 49    09-21-2НИПИ/2022-ИЭИ    Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								56
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			





Свеча продувочная Ду150. Вынос свечи на расстояние не менее 15 м от крановых узлов и не менее 300 м от крайних неотклоненных проводов ВЛ

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый газопровод
	Линия импульсного газа
	Шаровый кран с пневмогидроприводом
	Шаровый кран под приварку с ручным приводом
	Продувочная свеча
	Стойка отбора импульсного газа
	Переход
	Фильтр-осушитель
	Обратный клапан

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

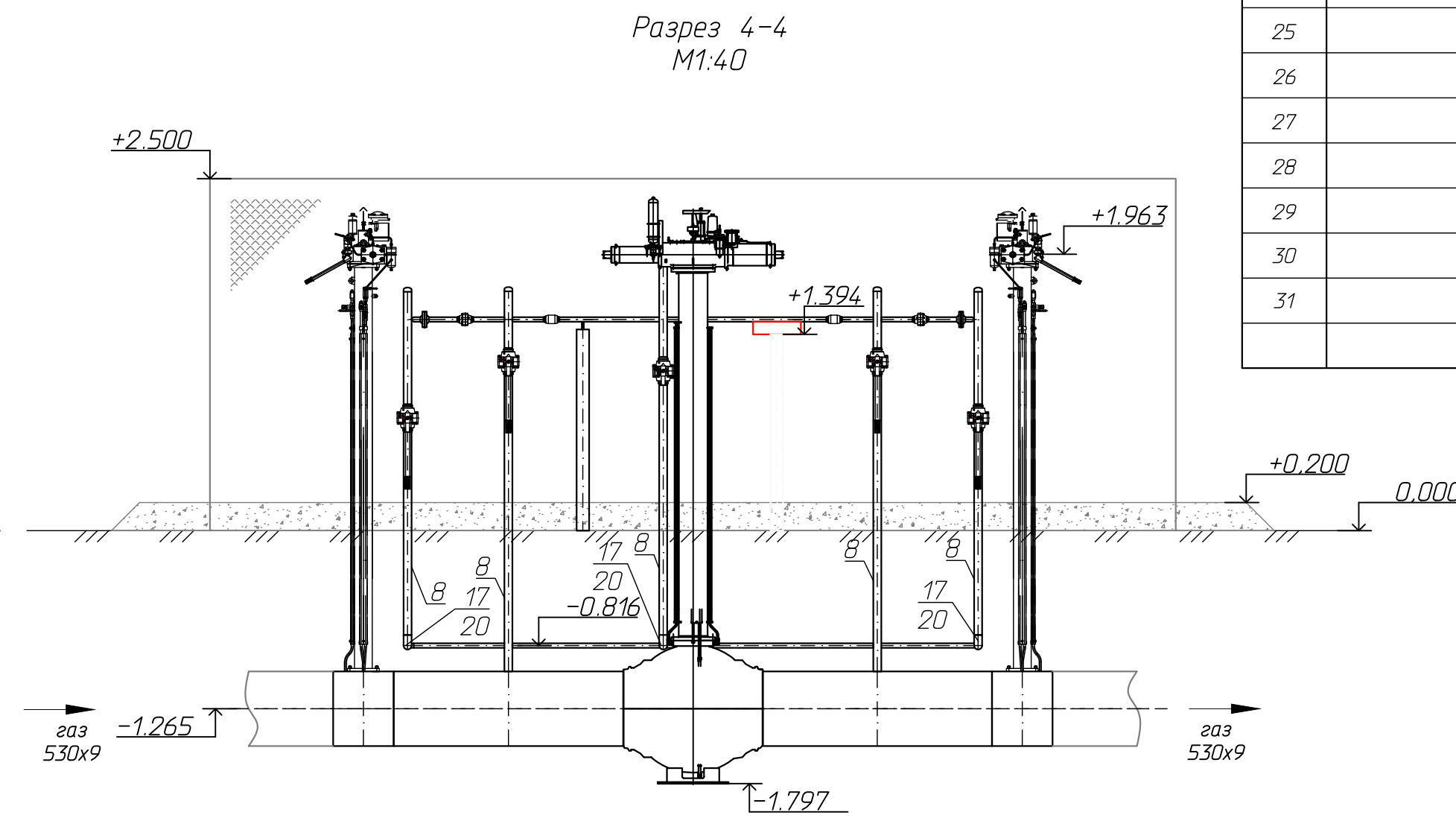
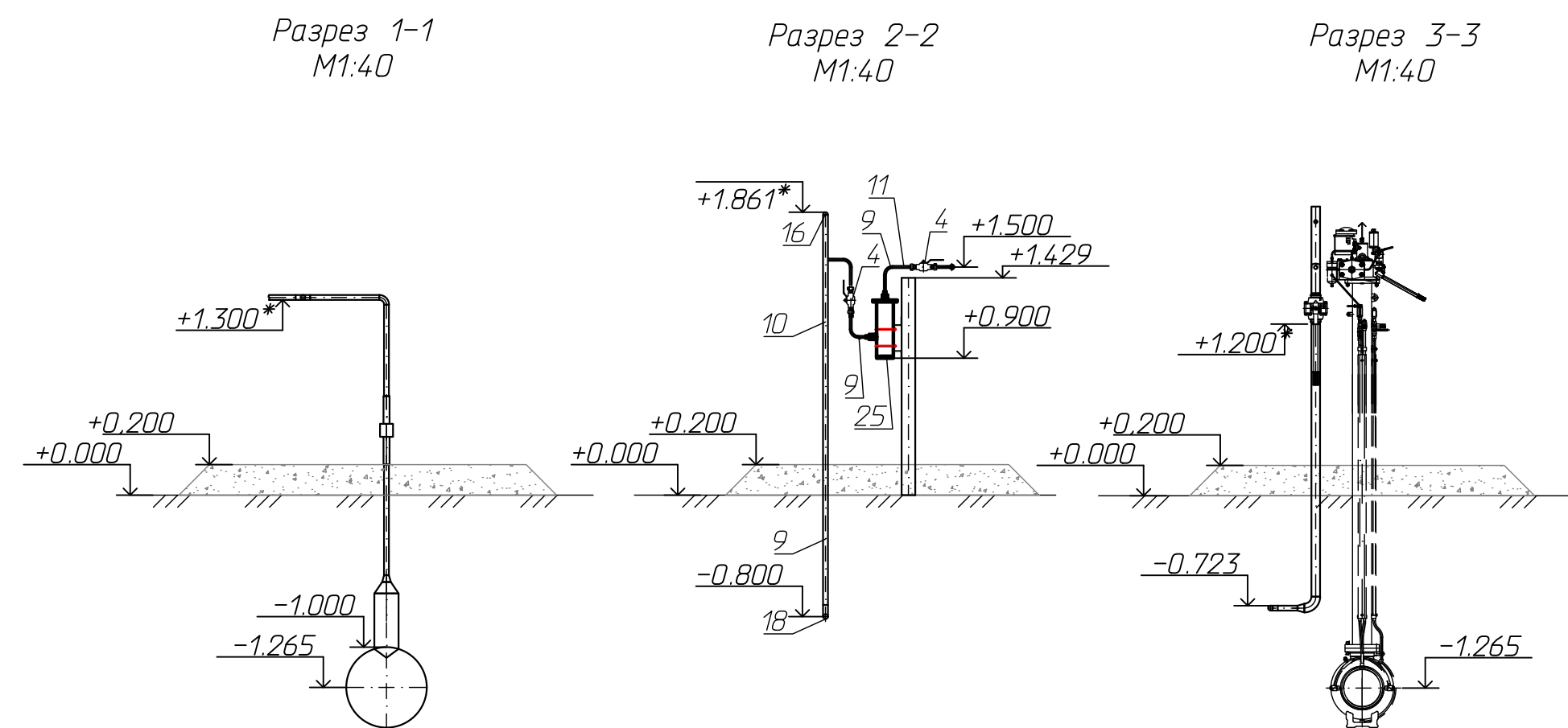
Приборы по месту	1.1				1.2		1.3		1.4		1.5		2.1		3.1				3.2		3.3		3.4		3.5	
	PG	PG	TT	НСУ	PG	PG	TT	НСУ	PG	PG	TT	НСУ	PG	PG	TT	НСУ	PG	PG	TT	НСУ	PG	PG	TT	НСУ	PG	PG
2шт.	2шт.	102	2шт.	3шт.	3шт.	302	4шт.	3шт.	3шт.	302	4шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.	3шт.
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	Ethernet (см. часть СС)	"Доступ"(1)	LoRaWAN	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	Ethernet (см. часть СС)	"Доступ"(1)	LoRaWAN	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	Ethernet (см. часть СС)	"Доступ"(1)	LoRaWAN	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	Ethernet (см. часть СС)	"Доступ"(1)	LoRaWAN	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	Ethernet (см. часть СС)	"Доступ"(1)
Шкафы КИП, ШУ	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.	Аналоговые вх.
Шкафы КИП, ШУ	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.	Дискретн. вх.
Шкафы КИП, ШУ	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.	Аналоговые вых.
Шкафы КИП, ШУ	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.	Дискретные вых.
Шкафы КИП, ШУ	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.	Счетные вх.
Шкафы КИП, ШУ	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.	Цифровые вх.

<b>09-21-2НИПИ-2022-ТКР1.Г2</b>				
Реконструкция газопровода ДНС-2 - ДНС-1 1 очередь Харьяга				
Изм.	Колуч.	Лист № дж.	Подп.	Дата
Разраб.	Рыжова			06.23
Проверил	Новоселова			06.23
Н. контр	Салдаева			06.23
Схема линейного объекта и схема автоматизации. Газопровод ДНС-2 - ДНС-1				Стадия
				Лист
				Листов
				1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4х3				





Узел береговой запорной арматуры на ПК7+60,0. Газопровод ДНС-2 - ДНС-1

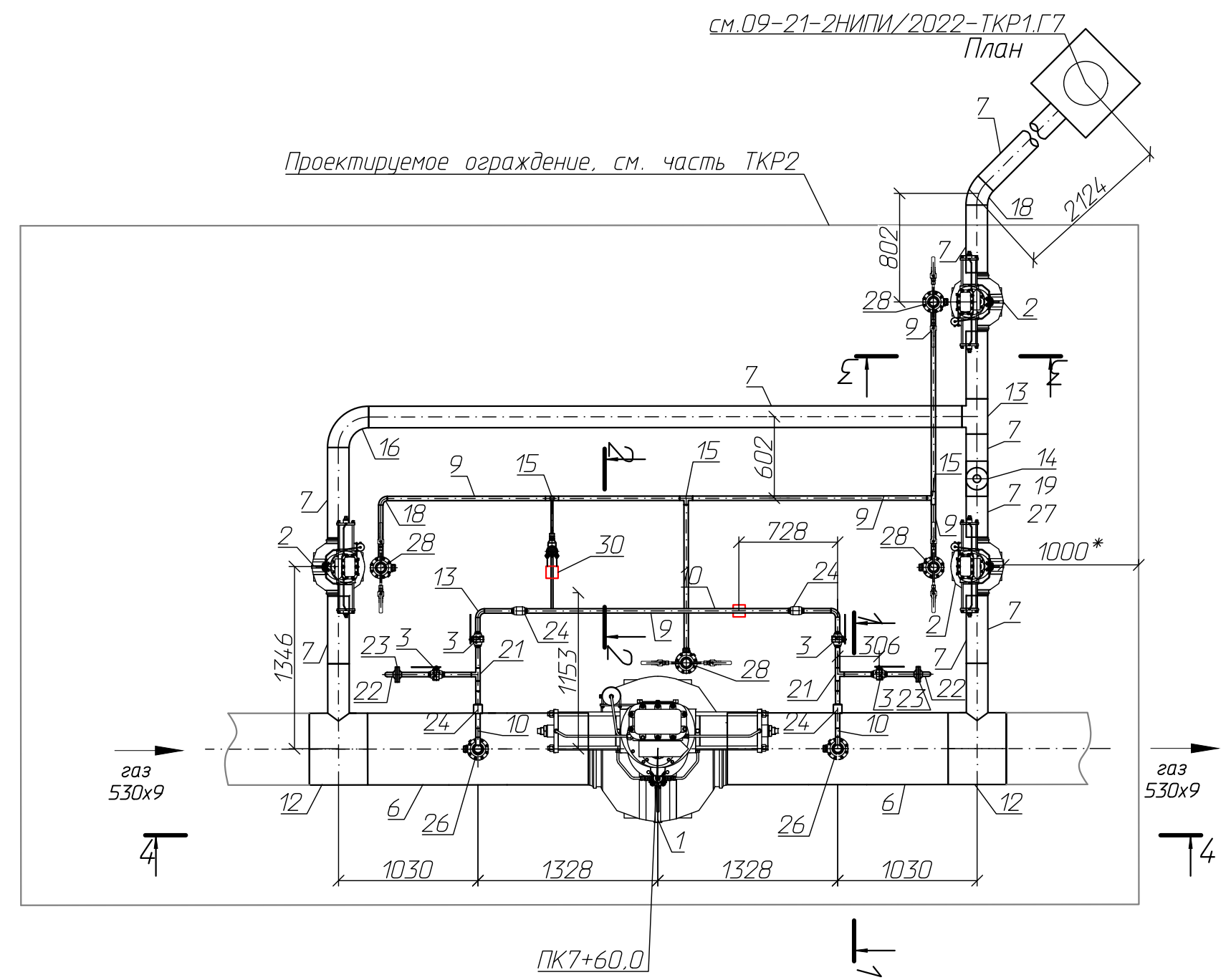


Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
24		Изолирующая монолитная муфта надземная ИММ-32-0,6-ХЛ	2	5	
25		Фильтр-осушитель под приварку к трубе 14х3 в комплекте с кронштейном	1		
26		Стойка отбора импульсного газа	2	-	
27		Стойка отбора газа для манометра	1	-	
28		Стойка отбора газа для подключения к приводу	4	-	
29		Манометр	3	-	
30		Опора 6-ХБ-А-ВСт3сп	1	2.1	
31		Пластина 900х600	1	8.47	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Кран шаровый подземный Ру=0,6МПа, под приварку, с пневмогазоприбором исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А» с блоком управления ЭПУУ-15 (=24 В) и концевым выключателем (открыто/закрыто, =24 В)			
1		Ду500	1	2890	без учета привода
2		Ду150	3	250	без учета привода
3		Кран шаровый Дн32 надземный Ру=0,6МПа, муфтовый, с ручным приводом, исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А»	4	2.5	
3.1		Ниппель приварной (полусгон) Дн32	12	0.13	
4		Кран шаровый Дн14 надземный Ру=0,6МПа, муфтовый, с ручным приводом исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А»	2	1.0	
4.1		Ниппель приварной (полусгон) Дн14	4	0.03	
5		Клапан обратный муфтовый, Дн32, Ру=0,6 МПа	2		
5.1		Ниппель приварной (полусгон), Дн32	4	0.13	
6		Труба из стали	1.2	115.6	
7		Труба из стали	7.5	11.5	
8		Труба из стали	9.6	2.2	
9		Труба из стали	9.6	4.0	
10		Труба из стали	4.5	2.2	
11		Труба из стали	1.1	0.8	
12		Детали из стали с наружным эпоксидным трехслойным покрытием	2	85.0	
13		Тройник П 159х6	1	12.7	
14		Тройник П 159х6-108х4	1	4.8	
15		Тройник П 32х3	5	0.4	
16		Отвод П90-159х6	1	5.4	
17		Отвод П90-57х3	4	0.5	
18		Отвод П45-159х6-17ГС	1	4.1	
19		Переход П К-108х4-57х3	1	0.9	
20		Переход П К-57х3-32х3	4	0.3	
21		Детали из стали	2	0.4	
22		Заглушка П 32х3	3	0.14	
23		Фланец 32-25-11-1	4	0.8	



1. Узел береговой запорной арматуры расположен на ПК7+60,0 проектируемого газопровода ДНС-2 - ДНС-1  
 2. Окраску информационной таблички и надземную часть трубопроводов выполнить цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>. Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатого УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнять в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Ками".  
 3. \* - уточнить по месту.

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г4

Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга

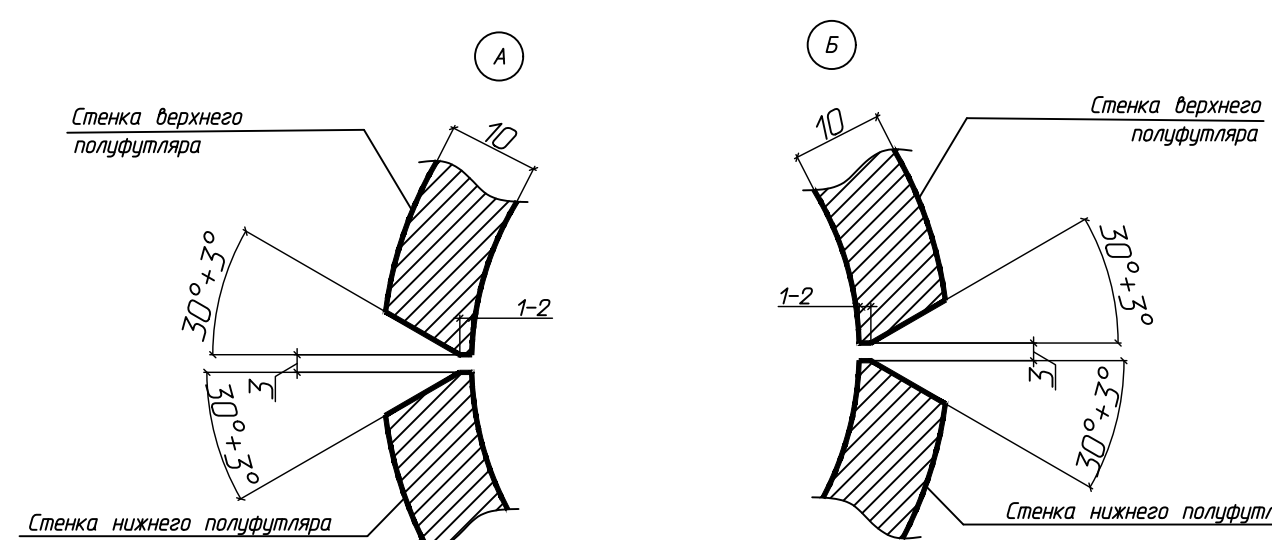
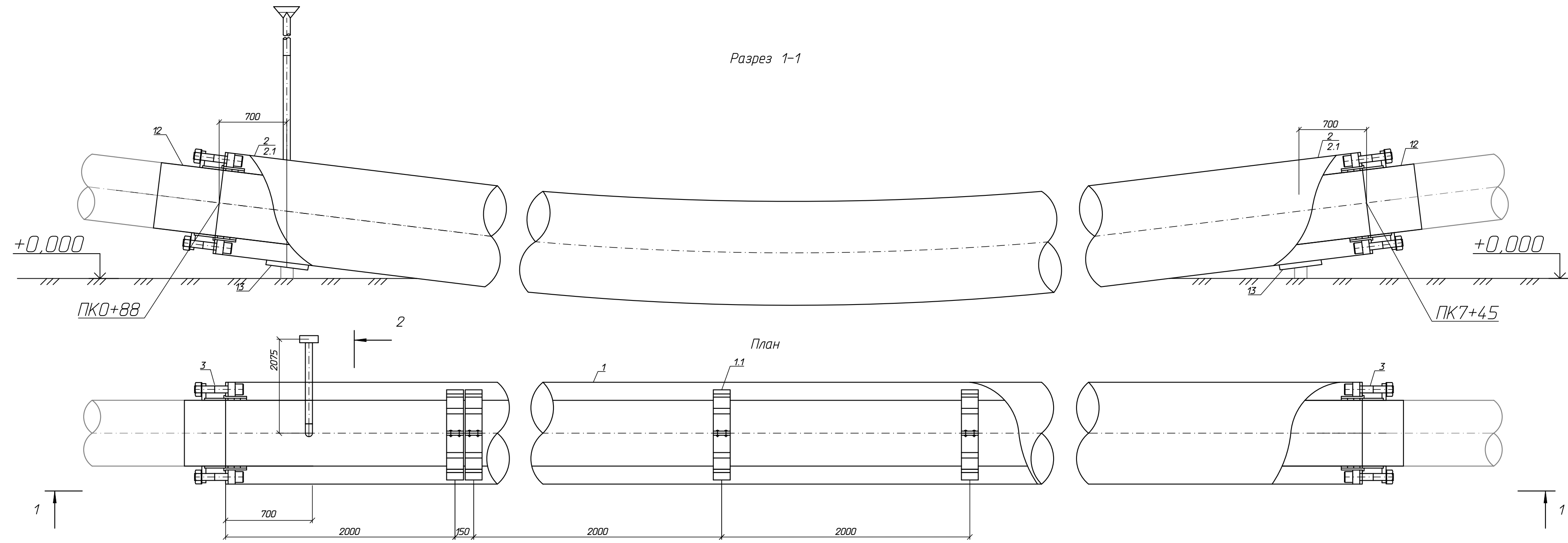
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Рыхова	06.23				Р	1	1
Разраб.	Миронов	06.23						
Проверил	Новоселова	06.23						
Н. контр.	Салдаева	06.23						

Узел береговой запорной арматуры на ПК7+60,0. Газопровод ДНС-2 - ДНС-1 План. Разрезы 1-1, 2-2, 3-3

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

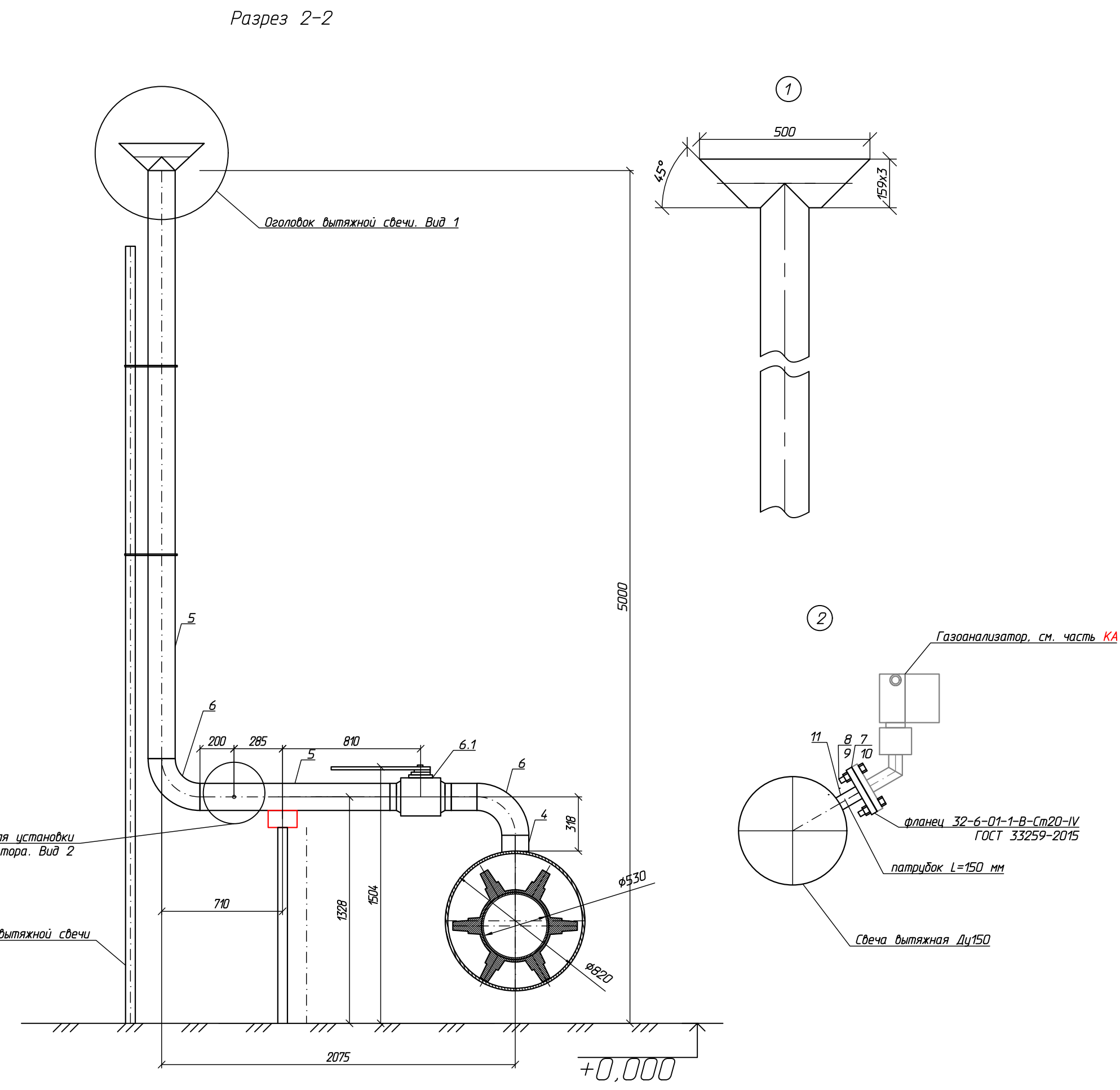
Формат А3х3

Конструкция подземного защитного кожуха с сальниковым уплотнением Ду800



Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Газопровод ДНС-2 - ДНС-1				
Р.Колва	657	ПК0+88.0-ПК7+45.0	см. п. 1.1. 2.1 в спецификации	Заводское изоляционное покрытие



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба 820x24 стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием ПЭК-3-С	657	375.3	
1.1		Кольца опорно-направляющие марки ПМ1Д 530/820 Тип2	331	-	комплект
2		Труба 820x24 стальная электросварная прямошовная	5,9	373,3	
2.1		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Нормал-530"	9	-	комплект
3		Устройство сальникового уплотнения трубы 820 в трубе 820	2	-	комплект
4		Патрубок из стали 171Г 159x6 с заводским трехслойным покрытием	0,1	22,6	
		Вытяжная свеча с газонализатором Ду150			
5		Труба из стали 159x6	7,0	22,6	
6		Отвод П 90°-159x6	2	5,4	
6.1		Кран шаровый Дн159 надземный Ру=2,5МПа, под приварку, с ручным приводом исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А»			
7		Фланец 32-6-01-1-В-IV	1	1,02	в комплекте крепежом
8		Болт М12x55(S18)	4	0,0063	
9		Гайка АМ12	4	0,006	
10		Прокладка А-32-6 ПОН	1	0,013	
11		Отвод фланца свечи Труба 32x4 из стали	1	2,76	
		Труба из стали			
12		- 530x8	29,8	103,0	
13		Опора БКС (УХЛ) 100.820 с АКП	4		
<b>Материалы</b>					
		Обертка "Полилен 40-0Б-63"	160,4		кг

Примечание: Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух

09-21-2НИПИ/2022-ТХ

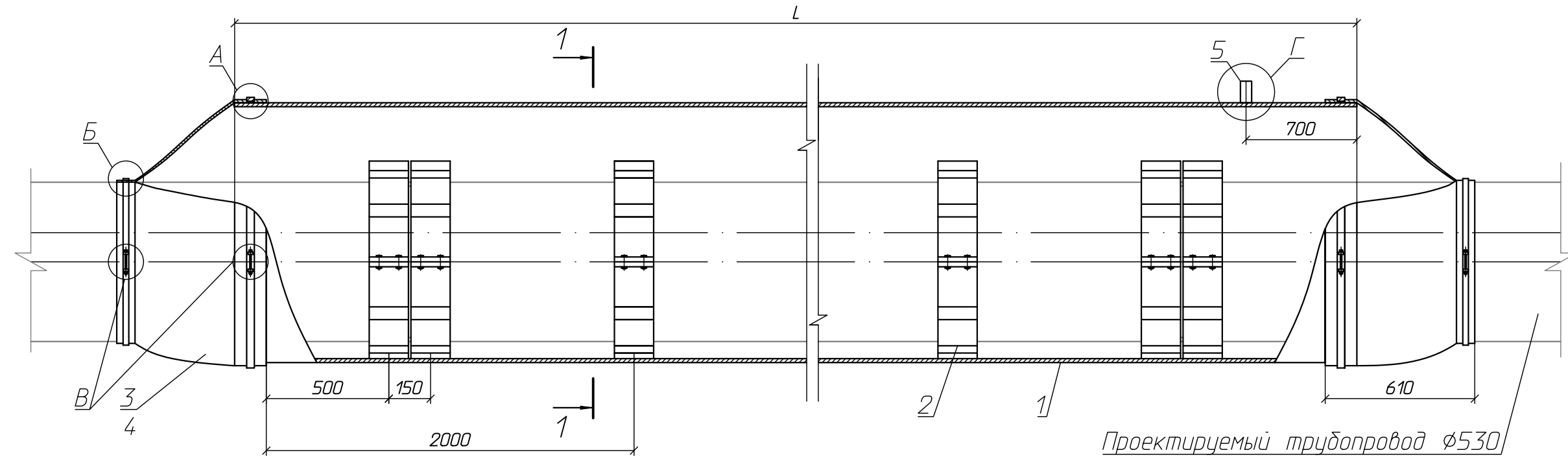
Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга

Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Рыжова				05.23	Газопровод ДНС-2 - ДНС-1	Р	11
Разраб.	Миранов				05.23			
Проверил	Новоселова				05.23			
Н. контр.	Салдаева				05.23	Конструкция подземного защитного кожуха с сальниковым уплотнением Ду800. План. Разрезы 1-1, 2-2		

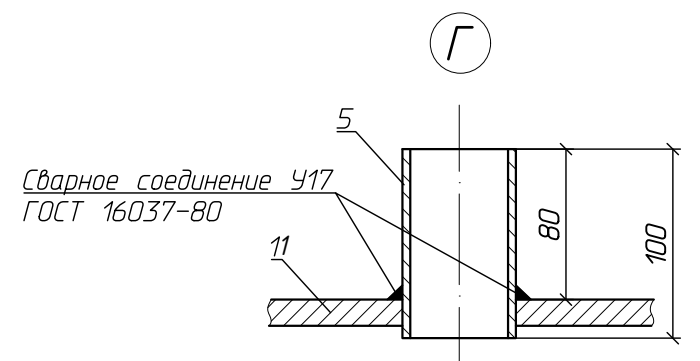
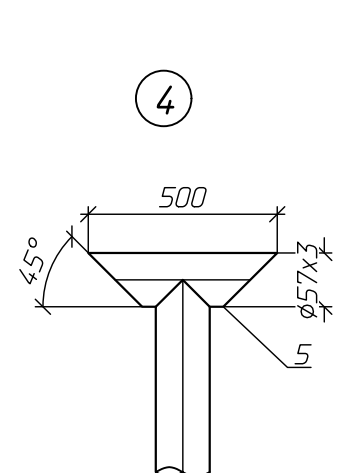
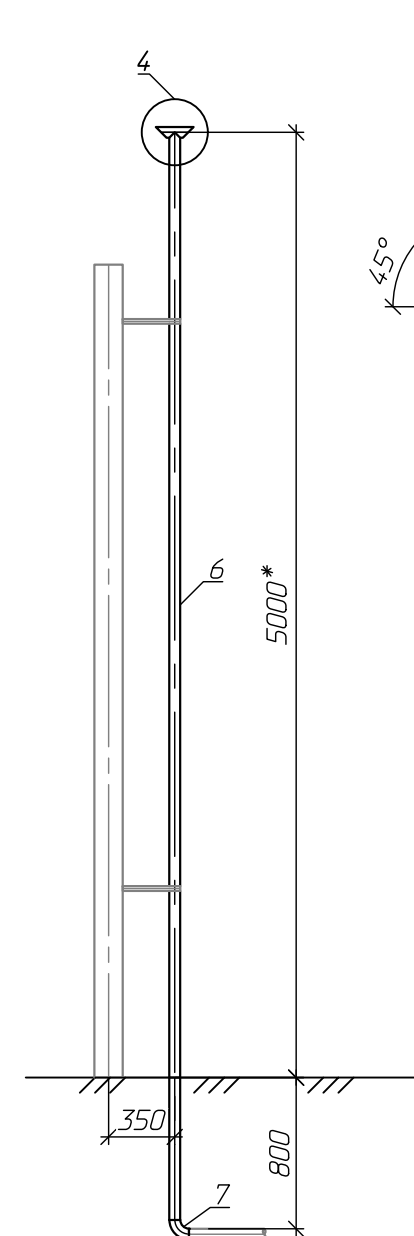
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"  
Формат А4x5

# Конструкция подземного защитного кожуха Ду800

Общий вид



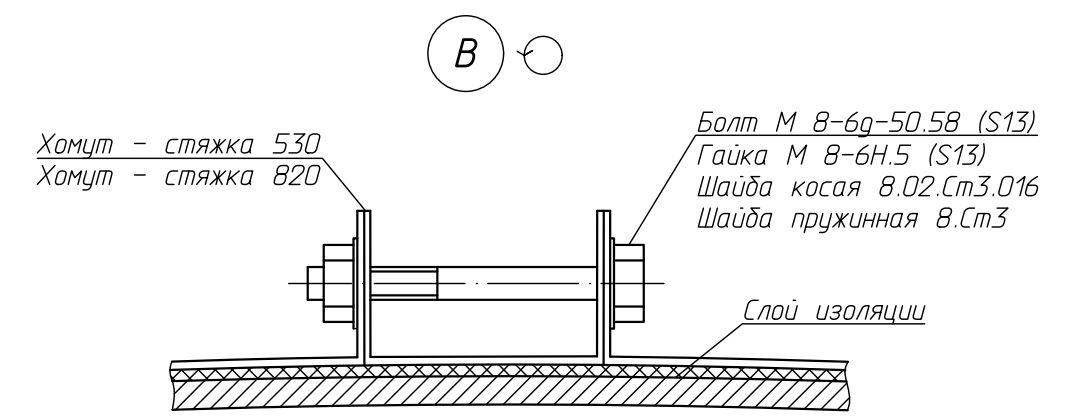
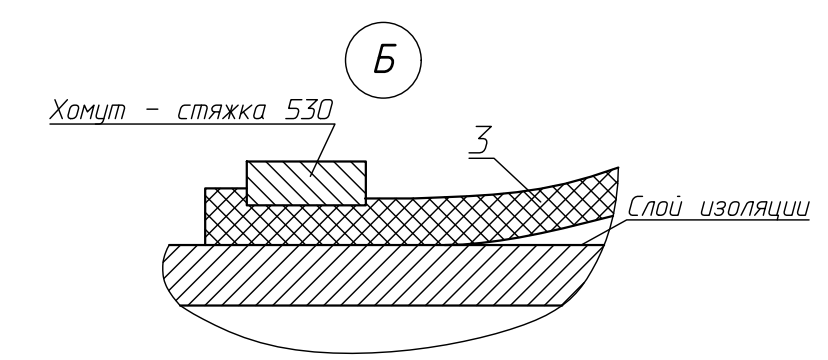
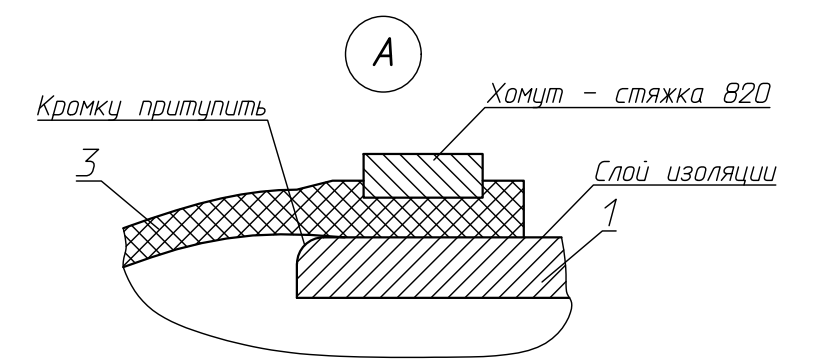
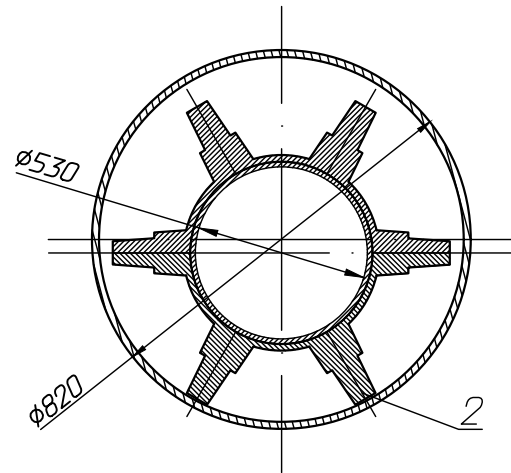
Свеча вытяжная Ду150



Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Газопровод ДНС-2 - ДНС-1				
Переход через сущ. коммуникации	15	ПК0+11,0-ПК0+26,0	10	Заводское изоляционное покрытие

Разрез 1-1



- Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
- Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	15	199,8	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-530"	10	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующих УЗМГ 530/820	2	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 530/820 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	1	-	комплект
5		Патрубок из стали 17ГС 159х6 с заводским трехслойным покрытием	0,1	22,6	
<b>Вытяжная свеча Ду150</b>					
6		Труба из стали 17ГС 159х6 с заводским трехслойным покрытием	1,3	22,6	
7		Отвод П 90°-159х6-17ГС с заводским трехслойным покрытием	1	5,4	
8		Труба из стали 17ГС 159х6	5,3	22,6	
<b>Материалы</b>					
		Обертка "Полилен 40-06-63"	4,7		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух

09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6

Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга

Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Рыжова				06.23			
Разраб.	Миранов				06.23			
Проверил	Новоселова				06.23			
Н. контр.	Салдаева				06.23			

Конструкция подземного защитного кожуха Ду800. Газопровод ДНС-2 - ДНС-1. Общий вид. Разрез 1-1

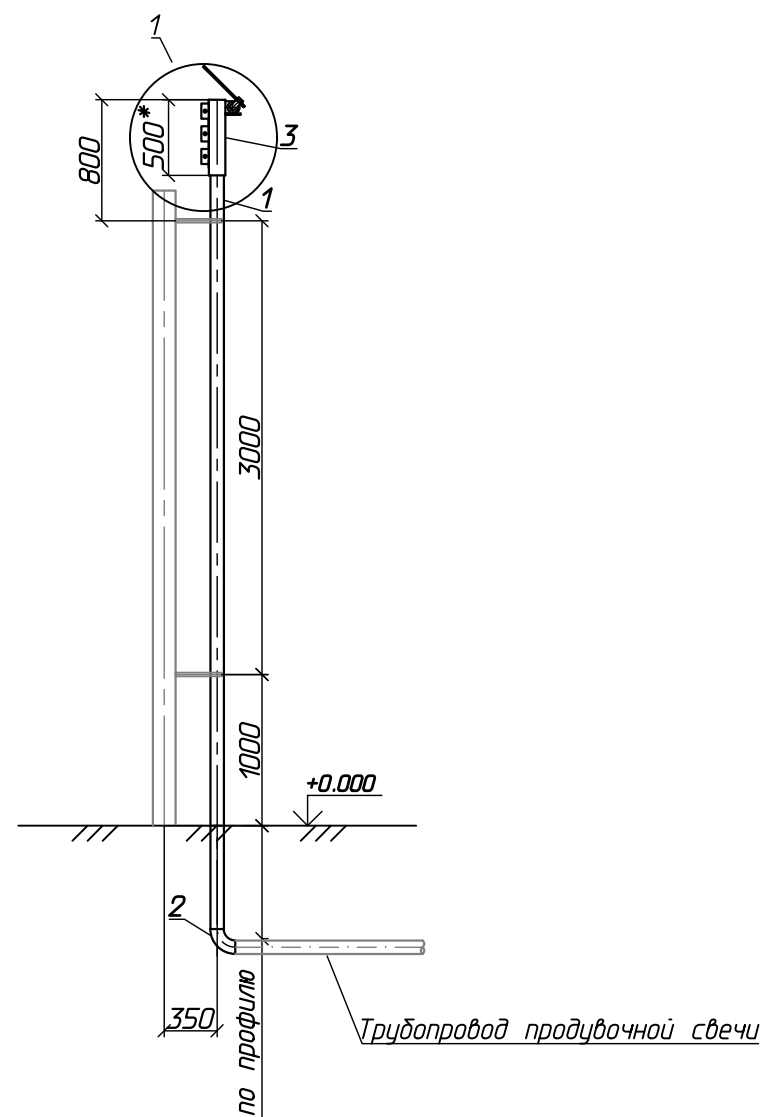
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

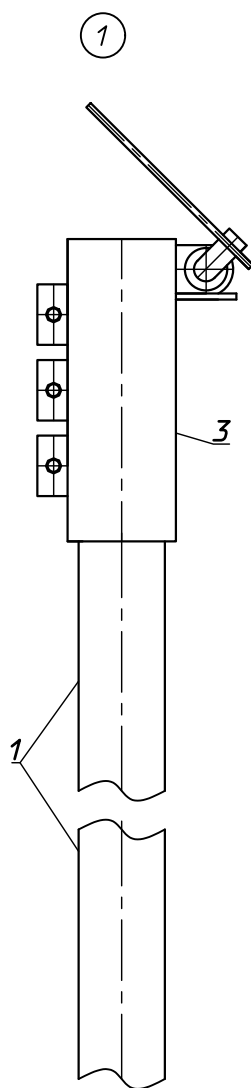


Свеча продувочная Ду150.  
Газопровод ДНС-2 - ДНС-1

Основной вид



Вид - 1



Спецификация

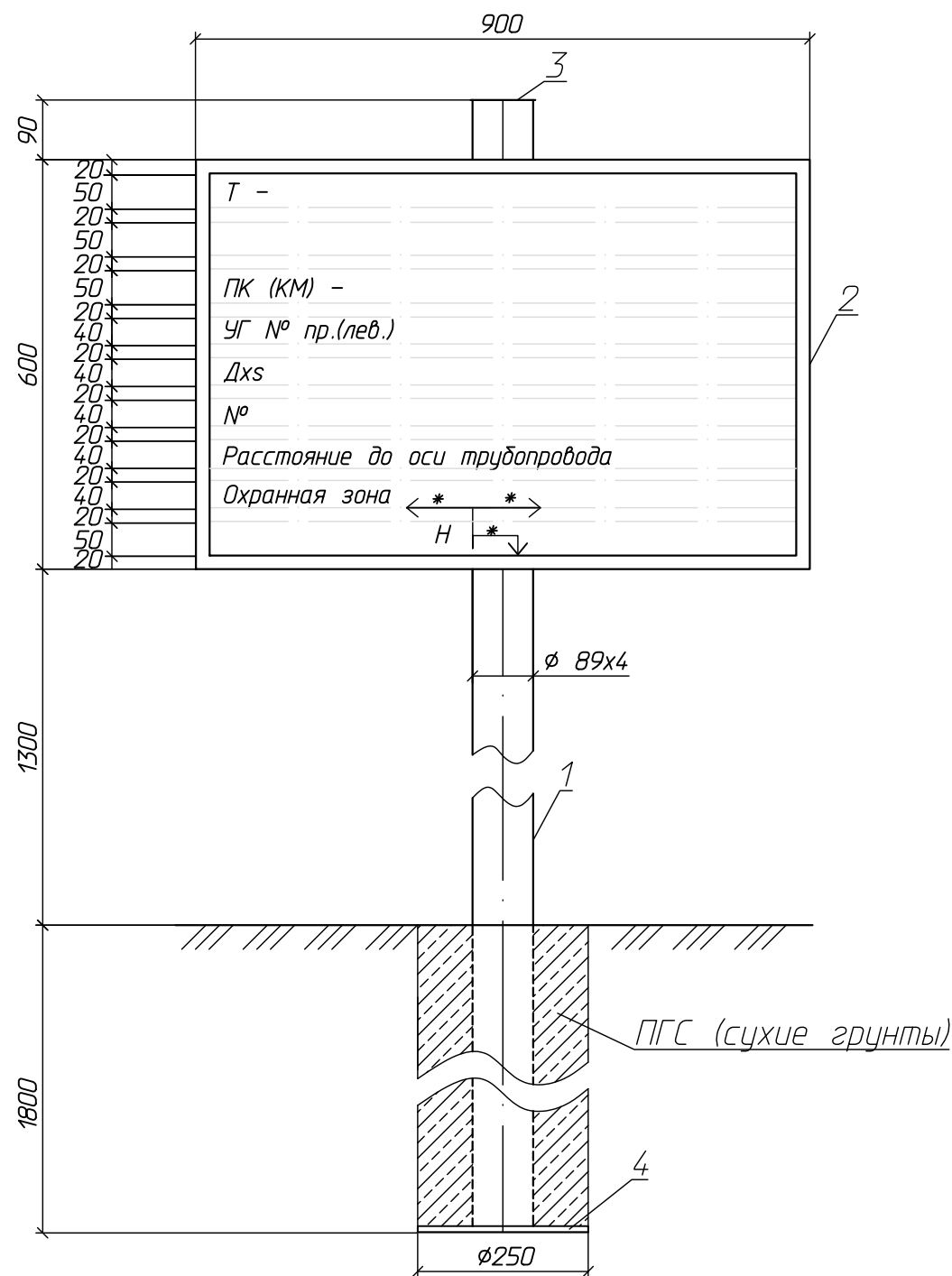
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Продувочная свеча Ду150			
1		Труба из стали 159х6	6,0	22,6	
2		Отвод П90-159х6	1	5,4	
3		Оголовок свечи продувочной Ду150	1	-	

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

1. Продувочную свечу установить на узлах запорной арматуры согласно схеме;
2. Сварные швы трубных деталей выполнить по ГОСТ 16037-80.
3. Окраску надземной части свечи выполнить цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>.
4. Направление и положение свечи см. на плане.
5. Крепления продувочной свечи представлены в части конструктивных решений.

<b>09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г7</b>					
Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжова			05.23
Проверил		Новоселова			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
Свеча продувочная Ду150. Газопровод ДНС-2 - ДНС-1 Основной вид. Вид-1.					Стадия Лист Листов
					П 1 1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					Формат А3

# Опознавательный знак



## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2		Пластина 900x600	1	8,47	
3		Заглушка $\phi$ 90	1	0,13	
4		Заглушка $\phi$ 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.)
Dxs	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
№	Номер телефона эксплуатирующей организации
Охранная зона	Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м
H	Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м
*	Значение расстояния охранной зоны и глубины залегания трубопровода, м

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

- Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более одного метра 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/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup> (площадь окраски 1,9 м<sup>2</sup>). 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/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>, (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м<sup>2</sup>).

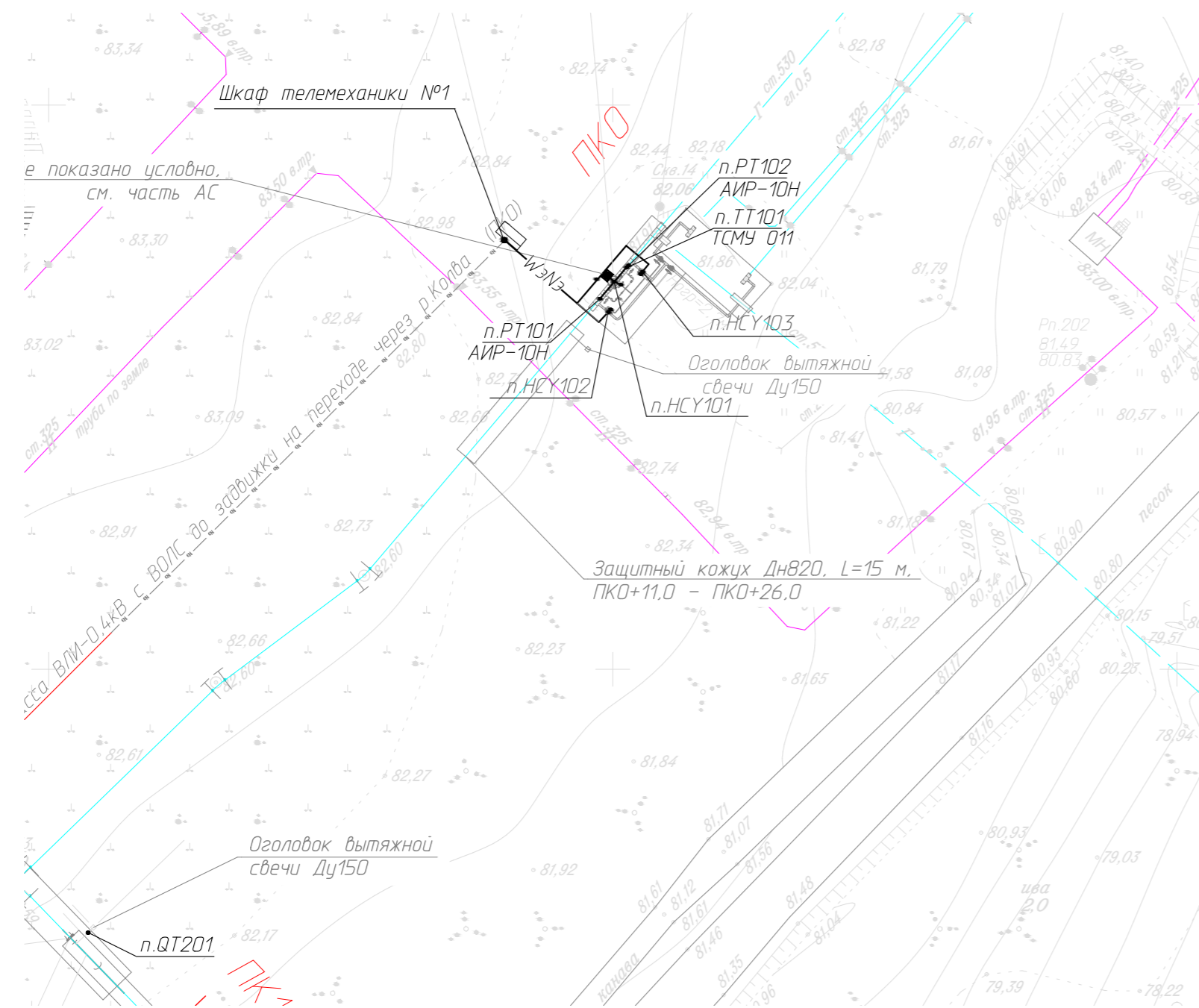
09-21-2НИПИ/2022-ТКР1.Г8

Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга

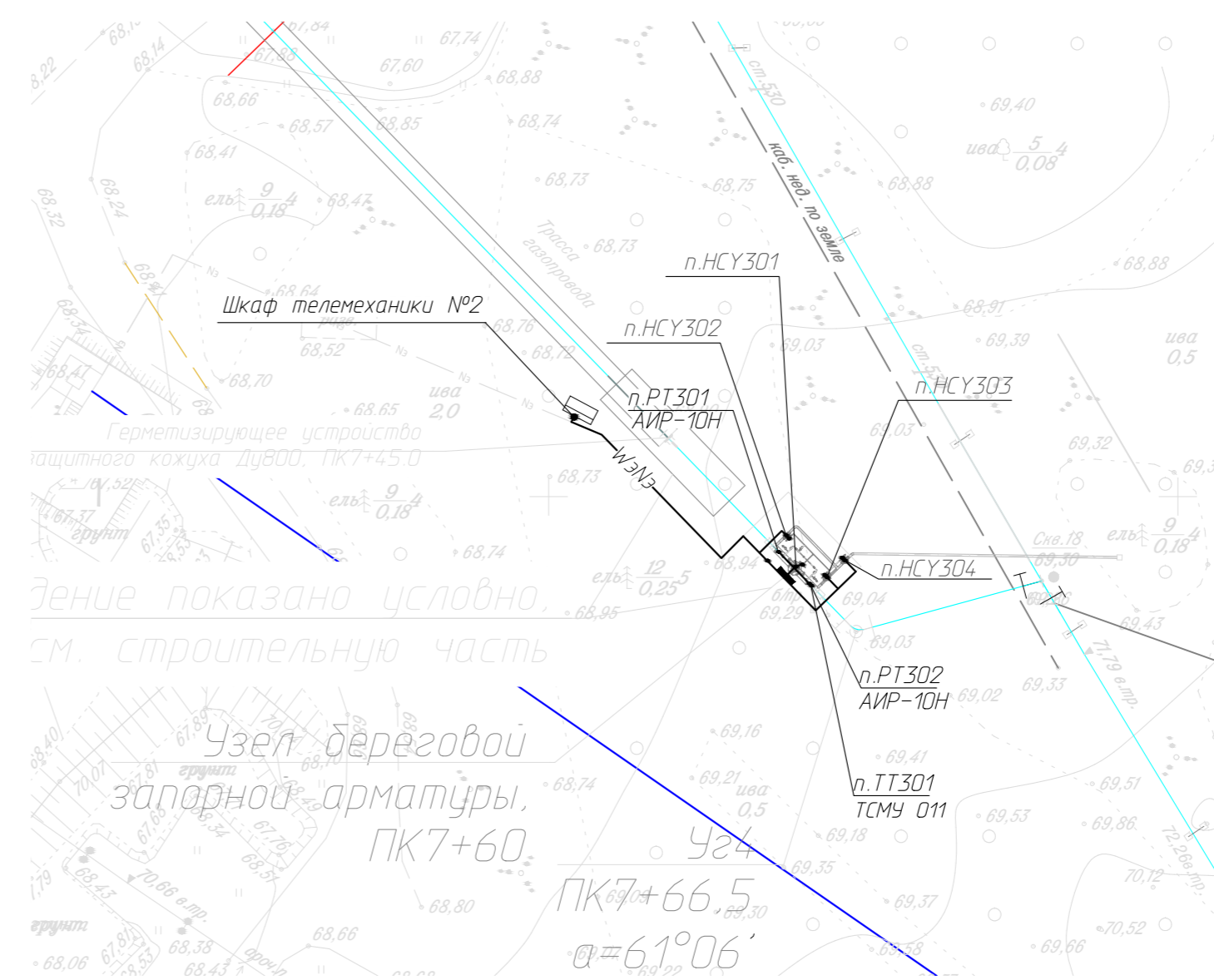
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Миронов			06.23	П	1	1
Проверил		Новоселова			06.23			
Н. контр.		Салдаева			06.23	Опознавательный знак. Газопровод ДНС-2 - ДНС-1. Общий вид		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



План. Правый берег  
М1:500



План. Левый берег  
М1:500



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— WЭНЭ —	Прокладка кабелей КИП, по эстакаде совместно с силовыми кабелями

09-21-НИПИ/2022-ТКР1.Г9

Реконструкция газопровода ДНС-2-ДНС-1 1 очередь Харьяга

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Шнер				07.23	П		1
Проверил	Конанов				07.23			
Нач.отд.	Попков				07.23			
Н. контр	Салдаева				07.23	План расположения приборов и средств автоматизации		

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